

TÜRKİYE

ELEKTRİK İŞLERİ ETÜT İDARESİ GENEL MÜDÜRLÜĞÜ (EİE)

TÜRKİYE ELETRİK İLETİM A. Ş (TEİAŞ)

**Türkiye**

**Türkiye Cumhuriyeti  
Doruk Güç Optimizasyon Desteği  
Projesi**

**(Kısaltılmış Baskı)**

JICA LIBRARY



1201982 [4]

**Şubat 2011**

**(2011)**

**Japonya Uluslararası İşbirliği Ajansı**

IDD

JR

10-135



TÜRKİYE

ELEKTRİK İŞLERİ ETÜT İDARESİ GENEL MÜDÜRLÜĞÜ (EİE)

TÜRKİYE ELETRİK İLETİM A. Ş (TEİAŞ)

**Türkiye**

**Türkiye Cumhuriyeti  
Doruk Güç Optimizasyon Desteği  
Projesi**

**(Kısaltılmış Baskı)**

**Şubat 2011**

**(2011)**

**Japonya Uluslararası İşbirliği Ajansı**

IDD

JR

10-135



1201982 [4]

## Contents

Bölüm 1 Giriş.....	1
1.1 Araştırmanın Geçmişi ve Şartları .....	1
1.2 Araştırma Amaçları ve Detayları .....	1
1.2.1 Araştırma Amaçları .....	1
1.2.2 Araştırma Detayları (TOR) .....	1
Bölüm 2 Enerji Sektörü ve Elektrik Sektörü.....	2
2.1 Enerji Sektörü.....	2
2.1.1 Enerji Politikası .....	2
2.2 Enerji Sektörü.....	3
2.2.1 Genel Yapı .....	3
2.2.2 Herbir kurumun rolü .....	6
Bölüm 3 Uzun Süreli Elektrik Arz-Talep Planı.....	8
3.1 Enerji İhtiyacı Hesaplaması ve Değerlendirmesi .....	8
3.2 Enerji Kaynakları Geliştirme Planı.....	10
3.2.1 Elektrik özelleştirme pazarındaki kaynak geliştirme planları.....	10
3.3 Sistem Planlama Durumu ve Değerlendirmesi.....	12
3.4 Sistem İşleyiş Durumu ve Değerlendirmesi .....	13
3.4.1 Elektrik pazarının özeti.....	13
Bölüm 4 Doruk Güç Optimizasyon Desteği Projesi .....	16
4.1 Çeşitli Güç Kaynaklarının Perdeleme Yöntemiyle Karşılaştırılması .....	16
4.2 Arz Talep Sümülasyonunun Oluşturulması .....	19
4.2.1 Tahmini Talep .....	19
4.2.2 Doruk Güç İhtiyacının Mevcut Durumu ve Geleceği .....	20
4.3 Rezerv Güvenilirliği Tabanlı Doğru Rezerv Oran Çalışması .....	22
4.3.1 Temel Çalışma ile İlgili Araştırmalar.....	22
4.4 Herbir Enerji Kaynağının Doruk Güç Arz Optimasyonu .....	23
4.4.1 Doruk Güç İçin Herbir Enerji Kaynağının Değerlendirmesi .....	23
4.4.2 Doruk güç enerji kaynağı olarak birikmiş suyun enerjisini üretme imkanı değerlendirme .....	25
4.4.3 Diğer ülkelerden Elektrik Alımı Olasılıkları.....	27
4.5 2030 Yılındaki Güç Yapısının Öngörüsü.....	28
4.5.1 Doruk Güç Desteği Gereklilik Çalışması .....	28
4.5.2 Pompalı Hidro Elektrik Santrallerin Gereklilik Çalışması (Temel Durum Tabanlı) .....	29
4.5.3 Risk Değerlendirmesi.....	34
4.6 Doruk Güç Üretiminin Optimizasyon Planı.....	35
Bölüm 5 Pompalı Hidro Elektrik Santrallerinin Yerinin Bulunması ve Değerlendirilmesi.....	37
5.1 Pompalı Santralin Yerinin Seçiminde İklim ve Zemin Özelliklerinin Dikkate Alınması.....	37
5.2 Çalışma Diyagramı .....	38

5.3 Teklif Edilen Pompalama Alanlarının İncelenmesi.....	42
5.4 Konsept Tasarım Alanlarının Detaylı Alan Araştırmaları.....	46
5.4.1 Araştırma Sonuçları.....	46
Bölüm 6 Uzun Vadeli Güç Üretimi Planı (2011~2030) Teklifi.....	48
6.1 Mevcut Güç Üretimi ve Planlarının Yönü.....	48
6.1.1 Güç Üretiminin Yönü.....	48
6.2 Uzun Vadeli Güç Üretim (2011~2030) Planı.....	48
6.3 Optimum Güç Üretim Planı Sunumu.....	52
Bölüm 7 Pompalı Hidro Elektrik Santralin Konsept Tasarımları.....	53
7.1 Öncelikli İnşaat Alanı Aday Noktalarının Optimal Oranı (En İyi Gölet Yeri) Çalışması.....	53
7.2 Altinkaya Konsept Tasarım Noktası.....	54
7.2.1 Güç Üretiminin Tasarımı.....	54
7.2.2 Büyük Santral Yapılarının Tasarımı.....	58
7.2.3 Tahmini Proje Maaliyetlerinin Hesaplanması.....	62
7.2.4 Projenin Standart Gelişim Süreci.....	64
7.3 Gökçekaya PSPP Noktasının Konsept Tasarımı.....	65
7.3.1 Güç Üretiminin Tasarımı.....	65
7.3.2 Büyük Santral Yapılarının Tasarımı.....	69
7.3.3 Tahmini Proje Maaliyetlerinin Hesaplanması.....	71
7.3.4 Projenin Standart Gelişim Süreci.....	72
7.4 Aktarım Tesislerinin Tahmini İnşaat Maaliyetlerinin Hesaplanması.....	73
7.4.1 Aktarım Hatlarının Tahmini Maaliyetlerinin Hesaplanması.....	73
7.4.2 Altinkaya PSPP Aktarım Hattı İnşaatı Tahmini Masrafları.....	73
7.4.3 Gökçekaya PSPP Aktarım Hatları İnşaatı Tahmini Maaliyetleri.....	74
7.4.4 Pompalı Hidro Elektrik Santrali Kurulurken 380kV'lık Hatların Durumu.....	74
7.5 Üretim Öncelikleri İncelemeleri.....	75
7.6 Bir Sonraki Adım İçin Araştırma Tavsiyeleri.....	76
7.6.1 Hidro Meteorolojik.....	76
7.6.2 Jeoloji.....	76
7.6.3 Gelişim Uygunluk İncelemeleri (Fizibilite).....	79
Bölüm 8 Çalışma Hakkında Tavsiyeler.....	80
8.1 Uzun Süreli Güç Üretim Planı Hakkında Tavsiyeler.....	80
8.2 Pompalı Hidrolik Santrali Hakkında Tavsiyeler.....	82
8.2.1 Pompalama Teknolojisinin Güncellenme Çalışması.....	82
8.2.2 Çevresel ve Sosyal Değerlendirmeler.....	83
8.3 Pompalı Hidro Elektrik Sistemin Sahiplenilmesi Hakkında Teklif.....	84
8.3.1 Diğer Ülkelerdeki Pompalı Hidro Elektrik Sisteminin AB içindeki Kullanımı.....	84
8.3.2 İşletme Modeli Teklifi.....	87

## Figürler Dizini

Figür 2. 1	Türkiye Elektrik Endüstrisi Yapısı.....	3
Figür 2. 2	Özelleştirme Akışı.....	5
Figür 2. 3	Enerji Geliştirme Planlama Akışı.....	6
Figür 2. 4	Santral inşaatı başvuru prosedürü.....	7
Figür 3. 1	MAED'in verileri.....	8
Figür 3. 2	Yüksek ihtiyaç • Düşük ihtiyaç Ölçümlerinin Grafiği.....	9
Figür 3. 3	İlgili birimler arası elektrik döküm çizelgesi.....	10
Figür 3. 4	Elektrik pazarı-Arz sözleşmeleri (Karşılıklı anlaşma) ilişkileri.....	15
Figür 4. 1	Çeşitli Güç Üretimi Maliyetleri.....	18
Figür 4. 2	Doruk Güç Kaynakları için Güç Üretimi Maliyetleri.....	18
Figür 4. 3	2030 Yılı Tahmini Değerleri.....	19
Figür 4. 4	Yaz Mevsiminde Günlük Güç Talebi Dağılımı Tahmini.....	20
Figür 4. 5	2020 Yılından 2030 Yılına Kadar Olan Talep Öngörüsü.....	21
Figür 4. 6	LOLE ve Rezerv Oranı İlişkisi.....	22
Figür 4. 7	Keban Hidro Elektrik Santrali Genişletme Projesi.....	25
Figür 4. 8	İlave Ünite Sayısı ile B/C, B-C İlişkisi.....	27
Figür 4. 9	Gaz Tribünlü Termik Santral ve Kombine Çevrim Termik Santralin Ekonomik Olarak Karşılaştırması.....	28
Figür 4. 10	Destek Rezerv Oranı Değişimlerine Göre Doruk Destek Kapasitesinin Ekonomik Değişiklikleri.....	29
Figür 4. 11	Genel Hidro Elektrik Santrallerin Talep Örnekleri.....	30
Figür 4. 12	Pompalı Hidro Elektrik Santrali Adedi ve Güç Temini İlişkisi.....	31
Figür 4. 13	Pompalı Hidro Elektrik Santrali Optimum Gereklilikleri.....	32
Figür 4. 14	Pompalı Hidro Elektrik Santrallerin Talep Göstergesi.....	33
Figür 5. 1	Aktif Fayların Dağılımı ve Pompalama Alanlarının İlişkisi.....	38
Figür 5. 2	Ulusal Parklar ve Pompalama Alanlarının İlişki Tablosu.....	39
Figür 5. 3	Aday Pompalama Alanlarının Seçim Prosedürü.....	39
Figür 5. 4	Teklif Edilen Pompalama Alanları.....	40
Figür 5. 5	Alan Araştırması Hedef Noktaları.....	40
Figür 6. 1	Pompalı Hidro Elektrik Santrali Tesisleri ve Güç Üretimi İlişkisi.....	48
Figür 6. 2	Genel Hidrolik Pompalama(2025 - 2029).....	49
Figür 6. 3	Pompalı Hidro Elektrik Santral Kurumu(2025 - 2029).....	49
Figür 6. 4	Senaryo Karşılaştırma Çalışması(Doruk Güç Desteği).....	50
Figür 6. 5	Optimum Üretim Planı.....	52
Figür 6. 6	Güç Oranı Aktarımı.....	52
Figür 7. 1	Altinkaya PSPP Genel Planı.....	55
Figür 7. 2	Altinkaya PSPP Boylamsal Su Figürü.....	56
Figür 7. 3	Çeşitli Hız sistemlerinin Diyagramı.....	60
Figür 7. 4	Pompalama İşlemi Sırasında Giriş Ayara Aralığı.....	60
Figür 7. 5	Gökçekaya PSPP Genel Planı.....	66
Figür 7. 6	Gökçekaya PSPP Boylamsal Su Figürü.....	67
Figür 7. 7	Altinkaya PSPP Aktarım Hattı Yolu.....	73
Figür 7. 8	Gökçekaya PSPP Aktarım Hattı Yoluna Bakış.....	74
Figür 8. 1	Splitter Blade.....	82
Figür 8. 2	Elektrik Piyasaları Öncesi ve Sonrası Pompalı Elektrik Santralleri Çalışma Modeli.....	86
Figür 8. 3	Pompalı Hidro Elektrik Santralin Alımının Örneği.....	88
Figür 8. 4	Pompalı Hidro Elektrik Santraline Sahip Olma Örneği.....	90

## Tablolar Dizini

Tablo 2. 1	Türkiye Elektrik Üretiminin Özelleştirme Gidişatı .....	4
Tablo 3. 1	“Yüksek talep” ve “Düşük talep” ölçümünde gelişme oranı .....	9
Tablo 4. 1	Çeşitli Güç Kaynaklarının İnşaat Maliyetleri .....	16
Tablo 4. 2	Çeşitli Güç Kaynaklarının Tipik Birim İnşaat Maliyetleri .....	16
Tablo 4. 3	Çeşitli Güç Kaynaklarının Yıllık Sabit Fiyatları .....	17
Tablo 4. 4	IEA Öngörüsü .....	17
Tablo 4. 5	Yakıt Masrafları .....	17
Tablo 4. 6	Günlük Maksimum Talep ve Günlük Minimum Talep Oranı .....	21
Tablo 4. 7	Doruk güç için her bir enerji kaynağının özellikleri .....	23
Tablo 4. 8	Keban Santrali Genişletme Projesi Araştırma Koşulları .....	26
Tablo 4. 9	Ekonomik Hasap (B/C, B-C) Sonucu .....	26
Tablo 4. 10	Yunanistan ve Bulgaristan karşılaştırması .....	27
Tablo 4. 11	Gaz Tribünlü Termik Santral ve Kombine Çevrim Termik Santralin Ekonomik Olarak Karşılaştırması .....	28
Tablo 4. 12	Çeşitli Doruk Güç Gereksinimlerinin Ek Sistemleri .....	35
Tablo 5. 1	Pompalı Santral Alanı Seçim Kriterleri .....	37
Tablo 5. 2	Pompalama Noktası Aday Listesi .....	41
Tablo 5. 3	Doğal ve Sosyal Çevrenin İncelenmesi .....	42
Tablo 5. 4	Değerlendirme Kriterleri .....	43
Tablo 5. 5	Teklif Edilen Pompalama Alanlarının Alan (1/2) .....	44
Tablo 5. 6	Teklif Edilen Pompalama Alanlarının Alan (2/2) .....	45
Tablo 5. 7	Çıkarılan Ayrıntılı Alan Sorunları .....	46
Tablo 6. 1	2021 Yılı Mevcut Değerleri Kıyaslaması .....	51
Tablo 7. 1	Optimum Üretim Oranı Çalışma Sonuçları .....	53
Tablo 7. 2	Optimum Üretim Oranı Çalışma Sonuçları .....	53
Tablo 7. 3	Altınkaya PSPP Noktasının Boyutları .....	57
Tablo 7. 4	Altınkaya PSPP Noktası İnşaat Maliyetleri .....	62
Tablo 7. 5	Standart Geliştirme Süreç Planı (Altınkaya PSPP) .....	64
Tablo 7. 6	Gökçekaya PSPP Noktasının Boyutları .....	68
Tablo 7. 7	Gökçekaya PSPP Noktası İnşaat Maliyetleri .....	71
Tablo 7. 8	Standart Gelişim Süreci (Gökçekaya PSPP ) .....	72
Tablo 7. 9	380kV 2 Hatlı Kablo Aktarım Hattının İnşaat Maliyeti Tahmini .....	73
Tablo 7. 10	Öncelikli Üretim Alanlarının Potansiyel Bölgelerinin Genel Oranları .....	76
Tablo 7. 11	Altınkaya PSPP Noktasının Sonraki Adında Araştırılması Gereken Konuların Listesi .....	77
Tablo 7. 12	Gökçekaya PSPP Noktasının Sonraki Adında Araştırılması Gereken Konuların Listesi .....	78
Tablo 7. 13	Gelişim Uygunluk İncelemeleri ile Gelişim Süreci (Taslak) .....	79
Tablo 8. 1	İş Model Tasarımları Karşılaştırılması .....	91



## Kısaltmalar

Abbreviations	Words	Türkçesi
APK	Research Planning and Coordination	Planlama ve Düzenleme (TEIAS birimi)
BO	Build Operate	(Santralin)Kurulumu-Çalıştırılması (Özelleştirme)
BOT	Build Operate Transfer	(Santralin)Kurulum-Çalışma-Teslimatı (Özelleştirme)
BOTAS	Petroleum Pipeline Corporation	Petrol Boru Hattı Firması
BTU	British Thermal Unit	İngiliz Isı Birimi (Isı Birimi)
C/C	Combined Cycle	Konbine Çevrim
CFRD	Concrete Face Rockfill Dam	Ön Yüzü Beton Kaplı Kaya Dolgu Baraj
CO <sub>2</sub>	Carbon Dioxide	Karbondioksit
C/P	Counterpart	Sayaç bölünü
DPT	State Planning Organization	Devlet Planlama Teşkilatı
DSI	General Directorate of State Hydraulic Works	Devlet Su İşleri
DTS	Dispatcher Training Simulator	Üretim Kontrolörü Eğitim Simülatörü
EIA	Environmental Impact Assessment	Çevre Denetleme
EIE	General Directorate of Electric Power Resources Survey and Development Administration	Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü
EMRA	Energy Market Regulatory Authority	Enerji Pazarı Denetleme Kurulumu
ENPEP	Energy & Power Evaluation Program (Software name)	Enerji – Güç Değerlendirme Programı (Yazılım adı)
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity	Avrupa Elektrik Dağıtım Sistem Operatörleri Ağı
EPDK	Energy Market Regulatory Authority	Enerji Pazarı Denetleme Kurulumu
ETKB	Ministry of Energy and Natural Resources	Enerji ve Doğal Kaynaklar Bakanlığı
EU	Europe Union	Avrupa Birliği
EUAS	Electric Generation Company	Elektrik Üretim Anonim Şirketi
FS	Feasibility Study	Fizibilite Çalışması
GDP	Gross Domestic Product	Ulusal Ürünler
GME	Gestore dei Mercati Energetici S.p.A	Enerji Piyasa Deneticisi (İtalya)
GT	Gas Turbine	Gaz Türbini
HES	Hydroelectric Power Station	Hidro Elektrik Santrali
HWL	High Water Level	Yüksek Su Seviyesi
IEA	International Energy Agency	Uluslararası Enerji Ajansı
IPP	Independent Power Producer	Bağımsız Güç Üreticisi
JICA	Japan International Cooperation Agency	Japonya Uluslararası İşbirliği Ajansı
LDC	Load Dispatch Center	Yükleme Kontrol Merkezi
LOLE	Loss Of Load Expectation	Elektrik Yetersizliği Beklenen Değer
LOLP	Loss Of Load Probability	Elektrik Yetersizlik Oranı
LWL	Low Water Level	Düşük Su Seviyesi
MAED	Model for Analysis of Energy Demand	Enerji İhtiyacı Analiz Modeli
MENR	Ministry of Energy and Natural Resources	Enerji – Doğal Kaynaklar Bakanlığı
MTA	General Directorate of Mineral Research & Exploration	Maden Tetkik ve Arama
NCC	National Control Center	Ulusal Denetleme Merkezi
NLDC	National Load Dispatch Center	Ulusal Yükleme Kontrol Merkezi
OIB	Privatization Administration	Özelleştirme İdaresi Başkanlığı
O&M	Operation and Maintenance	İşletme ve Bakım
PDP	Power Development Planning	Güç Geliştirme Planlaması

PDPAT II	Power Development Planning Assist Tool (Software name)	Güç Geliştirme Planlaması Aracı (Yazılımın Adı)
PMUM	Market Financial Settlement Center	Elektrik Alım Satım Denetleme Merkezi
P/S	Power Station	Güç İstasyonu
PSPP	Pumped Storage Power Plant	Pompa Su Tankı
PV	Photovoltaic generation	Fotovoltaik Elektrik Üretimi
RH	Reservoir Type Hydropower	Rezervuar Tip Hidrolik
SPO	State Planning Organization	Planlama Organizasyonu
ST	Steam Turbine	Buhar Türbini
TEAS	Turkish Electricity Generation and Transmission Company	Türkiye Elektrik Anonim Şirketi
TEDAS	Turkish Electricity Distribution Company	Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
TEIAS	Turkish Electricity Transmission Corporation	Türkiye Elektrik İşleri Anonim Şirketi
TEK	Turkish Electricity Authority	Türkiye Elektrik Kurumu
TEPCO	Tokyo Electric Power Company, Inc	Tokyo Elektrik Anonim Şirketi
TEPSCO	Tokyo Electric Power Services Co., Ltd.	Tokyo Elektrik Hizmetleri Şirketi
TETAS	Turkish Electricity Trading and Contracting Co.Inc	Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş.
TKI	Turkish Coal Enterprises	Türkiye Kömür İşletmeleri
TOR	Terms Of Reference	Referans Maddeleri
TOR	Transfer of Operational Right	(Santralin)İşletim Hakkı Transferi(özelleştirme)
TOOR	Transfer Of Operational Right	(Elektrik Santralının)İşletim Hakları Devri'(ne bağlı özelleştirme)
TSO	Transmission System Operator	Elektrik Nakil Hatları İşletmecisi
TTK	Turkish Hardcoal Authority	Türkiye Taşkömürü Kurumu
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity	Elektrik Nakli Koordinasyon Birliği
UN	United Nation	Birleşmiş Milletler
US	United States	Amerika Birleşik Devletleri
USD	United States Dollor	ABD Doları
WASP IV	Wien Automatic System Planning (Software name)	Elektrik Simülasyon Programı(Yazılımın Adı)

## Bölüm 1 Giriş

### 1.1 Araştırmanın Geçmişi ve Şartları

Güç gelişimi senaryolarında, Türkiye'de, 2015 yılına kadar olan güç tüketimi ve maksimum güç talebinin yıllık ortalama %7 artış göstereceği görülmektedir. Bu hızlı talep artışı yüzünden, mevcut kapasite, inşaat planları ve benzeri şartlara bakarak, 2015 yılına kadar doruk güç üretiminin desteklenemeyeceği öngörülmektedir. Bu güç talebi artışı, doruk talepteki artış da beraberinde getireceğinden, geleceğe yönelik uygun doruk güç üretimi yöntemlerinin dikkatlice gözden geçirilmesi gereklidir.

Güç kaynağı doruğa ulaştığında, taban güç sabit hacimde olduğundan, kısa bir sürede çıkış artışı sağlanabilirse, düşük talep olan zaman dilimlerinde artan elektriğin kullanılabilmesi gözönünde bulundurularak pompalı hidro elektrik santrallerin en uygun sistem olacağı düşünülmektedir. Pompalı hidro elektrik santralleri hakkında, santrallerin özellikleri dikkate alındığında, sadece inşaat yönünden değil, operasyon açısından da, gelişmiş teknolojiye sahip olduğu görülmektedir, ancak Türkiye'nin pompalı hidro elektrik santralleri inşaatı ve kullanımında tecrübesiz olduğu da bir gerçektir. Türkiye 2015 yılını hedefleyerek, pompalı hidro elektrik santralleri geliştirmeyi planlamaktadır, 2006 yılından itibaren, Japon Hükümetiyle pompalı hidro elektrik santrallerinin gelişiminde bilgi alışverişi içindedir.

### 1.2 Araştırma Amaçları ve Detayları

#### 1.2.1 Araştırma Amaçları

Araştırmanın amacı, aşağıdaki çalışma programında belirtildiği şekildedir.

- Türkiye için, doruk güç bazlı güç üretim planının (2010-2030) geliştirilmesi.
- Türkiye'nin güncel doruk güç üretim planının (pompalı hidro elektrik santraller) incelenmesi.
- İçeriğin temin edilebilmesi için gerekli teknolojinin transferi.

#### 1.2.2 Araştırma Detayları (TOR)

Araştırma genel olarak aşağıdaki üç ana başlıkta incelenmiştir. Ana başlıklar aşağıdaki gibidir.

##### (1) Temel Araştırma

Türkiye'nin güç üretimi sisteminin güncel ve geleceğe yönelik planlarının analizi için gerekli bilginin toplanması ve toplanan bilginin analizi. Güncel araştırma acentalarının talep tahminleri ve güç sistemleri gelişim planlama yöntemlerinin incelenmesi, uygun gelişim önerileri hakkında tavsiyeler.

##### (2) Tepkisel Doruk Güç Planının (Pompalı Hidro Elektrik Santraller Dahil) Olay İncelemeleri

Türkiye şartları için özel olarak araştırılan ve seçilen, aday pompalı hidro elektrik santrali noktalarının incelenmesi, çalışma ekibi ayrıca yeni bir çalışmayla potansiyel aday noktaların son şeklini de belirlemiştir. Tüm alanlar arasından seçilen iki aday arasından öncelikli projeler derecelendirilerek, elde edilen optimum pompalama noktalarının alan araştırması yapılarak tasarım dizaynları geliştirilmiştir. Türkiye tarafından geleceğe yönelik araştırmalara destek olacak, gelişim için uygun ayarlama oranları hakkında sunum yapılmıştır.

##### (3) Doruk Güç Talebi Güç Gelişim Planı Çalışması

Yukarıdaki iki başlığın çalışma sonuçları doğrultusunda, doruk güç optimizasyonu hakkında, uzun vadeli gelişim senaryosu taslağı hazırlanmış, optimum güç ihtiyacının üretimi ve benzeri konularda tekliflerde bulunulmuştur.



## Bölüm 2 Enerji Sektörü ve Elektrik Sektörü

### 2.1 Enerji Sektörü

#### 2.1.1 Enerji Politikası

Türk hükümetine göre geliştirme planları öncelikle 9.gelişim projesi 2007-2013 (7 yıllık kalkınma planı) çerçevesinde temel prensipleri belirlenmiştir. Aynı planda bilişim toplumuna geçişle birlikte Avrupa birliğine girmek için güvenilir bir gelişme ve beraberinde adil gelir dağılımı, uluslararası rekabet gücünün artırılması şeklinde vizyon belirlenmiştir. Enerji sektörü için de ekonomi toplumu olarak kalkınmak için enerjii düşük maliyetle sağlamak gerekliliği üzerinde durulmuştur. Aynı zamanda çevreye zararın da en düşük seviye indirgenmesi öngörülmüştür. Somut olarak, yakıt enerjisinin ayrıştırılması ve kaynakların çoğaltılması, devlet elindeki elektrik şirketi ve elektrik dağıtım şirketlerini özelleştirmekle devlete olan yükü azaltılması planlanmaktadır.

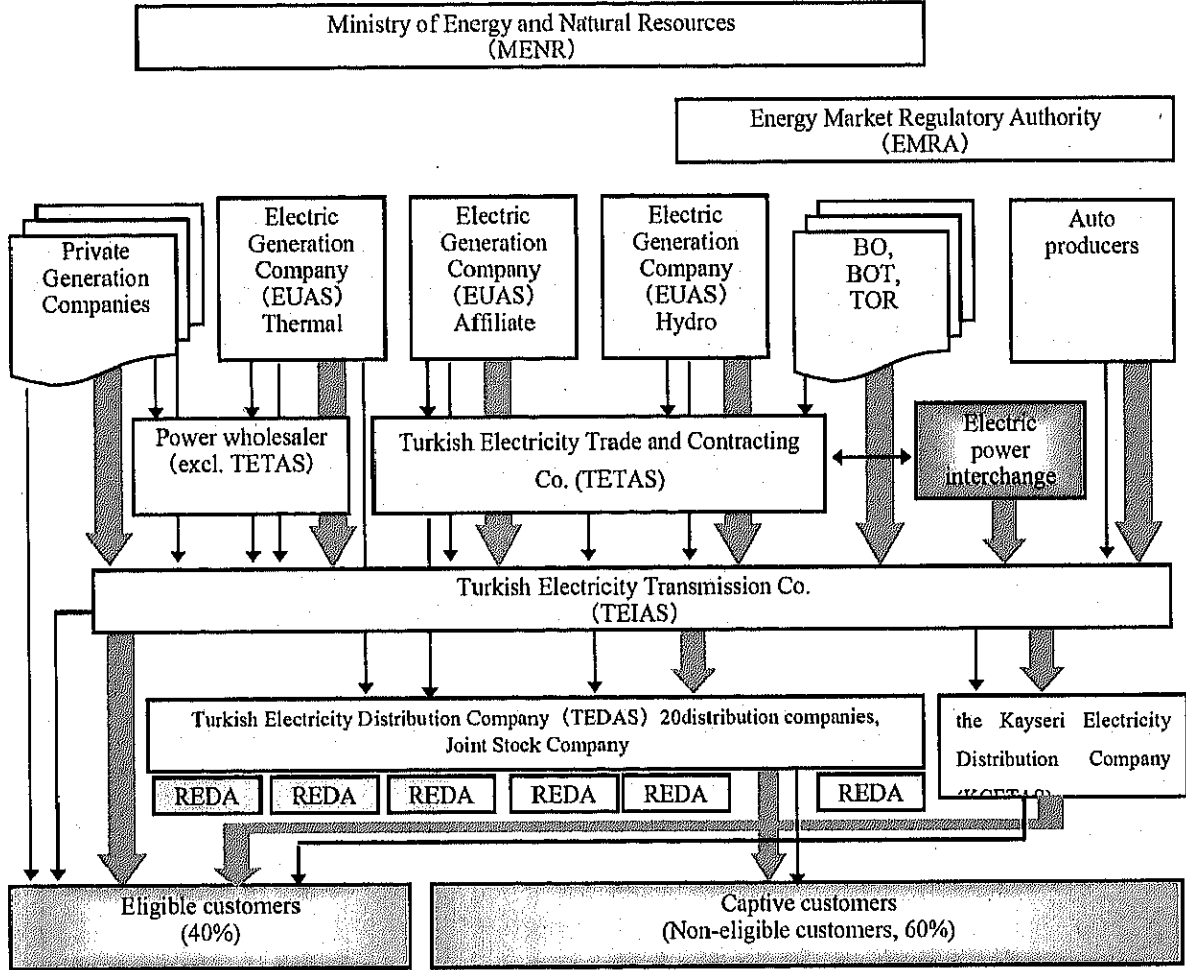
Aynı planda kısa vadede yapılacaklar hakkında devletin izleyeceği yol da anlatılmaktadır. Yol haritasında 4 bölümdeki plan ve yıllık plan yer almaktadır. 2010 yıllık planında enerji güvenliği önemli bir yer tutmakta, gelişmek için enerji kaynaklarının çoğaltılması öngörülmektedir. Geri planda, şimdiki enerji kaynaklarının yarısından fazlasını dışarıdan alınan doğal gaz oluşturduğundan elektrik gücü maliyetinin ayarlanma zorluğu, dahası dışarıdan alım arttıkça dışarıya nakit akışı artacağı endişesi yatmaktadır. Bu durumun düzeltilmesi için nükleer enerjinin alınması, geri dönüşüm enerjisi, ulusal üretim enerjisini (liniyit) yaygınlaştırma planlanmaktadır. Geri dönüşüm enerjisinin kullanımının artırılması için elektrik üretiminde geri dönüşüm enerjisi kullanımıyla ilgili yasanın (Law on utilization of Renewable Energy Resources for the Purpose of generating Electrical Energy (law no; 5346)) yürürlüğe girmesiyle rüzgar gücü, jeotermal enerji oranının sadece 2009 yılında önceki yıla oranla 1.7 kat arttığı kaydedilmiştir. Nükleer enerji için de Rusya ile 4800MW enerji alımı konusunda anlaşmaya varılmıştır.

Elektrik enerjisine önem veren projede ulusal planlama teşkilatı merkezli yapılandırılan "Elektrik Enerjisi Pazarı ve Güvenilir Kaynak Strateji Dökümanı Mayıs 2009" yer almaktadır. Bu, 2004 yılında aynı amaçla hazırlanmış olan strateji dokümanı (Elektrik Sektörü Reformu ve Özelleştirme Stratejisi) içeriğinin geliştirilmiş halidir. Bu doküman, enerji alanında devlet prensipleri hakkında daha detaylı hedefleri gösterir. Örneğin; 2009'da strateji dokümanında enerji kaynaklarının en iyi karışımı ve ulusal enerji kaynaklarının kullanımının çoğaltılması hakkında nükleer enerji için 2020 yılına kadar toplam enerji üretiminde en az %5 paya sahip olma hedefi konulmuştur. Toplam üretim olan 5000MW de 2010'dan 2020'ye kadar artacağı planlanmıştır. Santral inşa alanı olarak da Akkuyu/Mersin belirlenmiştir. Geri dönüşüm enerjisi için de 2023'e kadar genel üretimin %30'u hedef olarak konmuş, 2023'e kadar 20,000 MW ile rüzgar enerjisi önem teşkil eder. Şimdiki durumda endişe uyandıran doğal gaz için de su anki payının %50'den %30 altına gerilemesi planlanmaktadır. Ulusal liniyit ve kömür hakkında şu an belli olan rezervin 2023'e kadar tükeneceği, sonrası için de yeniden arama tetkik yapılacağı belirtilmektedir. Ayrıca dışarıdan yüksek kaliteli kömür alımı ile elektrik üretimi de incelenmektedir.

## 2.2 Enerji Sektörü

### 2.2.1 Genel Yapı

Bu bölümde Türkiye enerji üretimi sektörünün yapısını ele alacağız. Bu yapı 1994'de başlayıp 2001 senesindeki enerji pazarı yasasında, 4628 yasası olarak da bilinir, ana hatları çizilen enerjinin özelleştirilmesiyle sektör devrimi için halen değişmeye devam etmektedir. Halihazırdaki TEK, bu amaçla basamak basamak enerji elde etme, gönderme ve dağıtım aşamalarına göre çok sayıda şirkete bölündü. Gönderme alanı devlet kontrolünde kalırken elde etme ve dağıtım özelleştirilme yönünde planlama yapılmıştır. Figür 2. 1, 2008 sene sonu itibari ile oluşan genel durumu özetler tabludur.



Açıklama notu: mimiki renkli ok lojistik anlamda elektrik dağıtımını, siyah renkli ok alım satım anlamında akışı gösterir.

REDA, yerel dağıtım şirkettir.

Bilgi notu 2010 Haziran ayında yıllık tüketimi 1.2 GWh üzeri olan veya doğrudan gönderim işinde olan olanlar özelleştirmede öncelikli hakka sahip olacak EMRA olacaktır.

**Figür 2. 1 Türkiye Elektrik Endüstrisi Yapısı**

En önemli devlet kurumu Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (MENR) ve Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu'dur (EMRA). MENR, özellikle elektrik pazarının genel durumuyla ilgiliyken, EMRA elektrik üretim kısmının düzenlemeleriyle ilgilidir. EMRA, 6 tip elektrik endüstrisi için geçerli izinleri verir ki bunlar üretim, taşıma, dağıtım, satış, küçük çapta satış ve de diğeri olmak üzere sıralanır.

Elektrik endüstrisinin genel yapısına gelince, taşıma sektörü devlete ait olan TEIAS tarafından yapılır. Öte yandan, üretim özel girişimin katılımına açıktır. TEIAS, taşıma için gerekli tüm kaynakları elinde bulunduruyor. MFSC de şu an TEIAS'ın bünyesinde yer almaktadır. MFSC, elektrik pazarının idarecisidir ve ileride TEIAS'dan ayrılması planlanmaktadır.

Devlete bağlı elektrik üretim şirketi olan EUAS, su, ısı enerjilerinin kullanan santrallere sahiptir. Bu şirket bundan sonra yeni santral kurmama kararı almıştır. Ancak acil ihtiyaç olması durumu hariçtir.

Türkiye elektrik endüstrisinde farklı yapısı olan TETAS'dır. Bu şirket, özelleştirilmeden önce devletce satın alma anlaşması yapılan BO, BOT, TOOR gibi özel santrallerden elektrik alıp pazara satış yapması için vardır. TETAS, EUAS'dan da elektrik alır. Böylesi bir rolün dışında, TETAS satış izni olması dolayısıyla ithalat-ihraat da yapar. Dahası MENR'in belirlediği üzere enerji de dışa bağımlılığı azaltma prensibi doğrultusunda nükleer santral ve ülke üretimi linyiti yakan Afsin C ve D santrallerinden de elektrik alır.

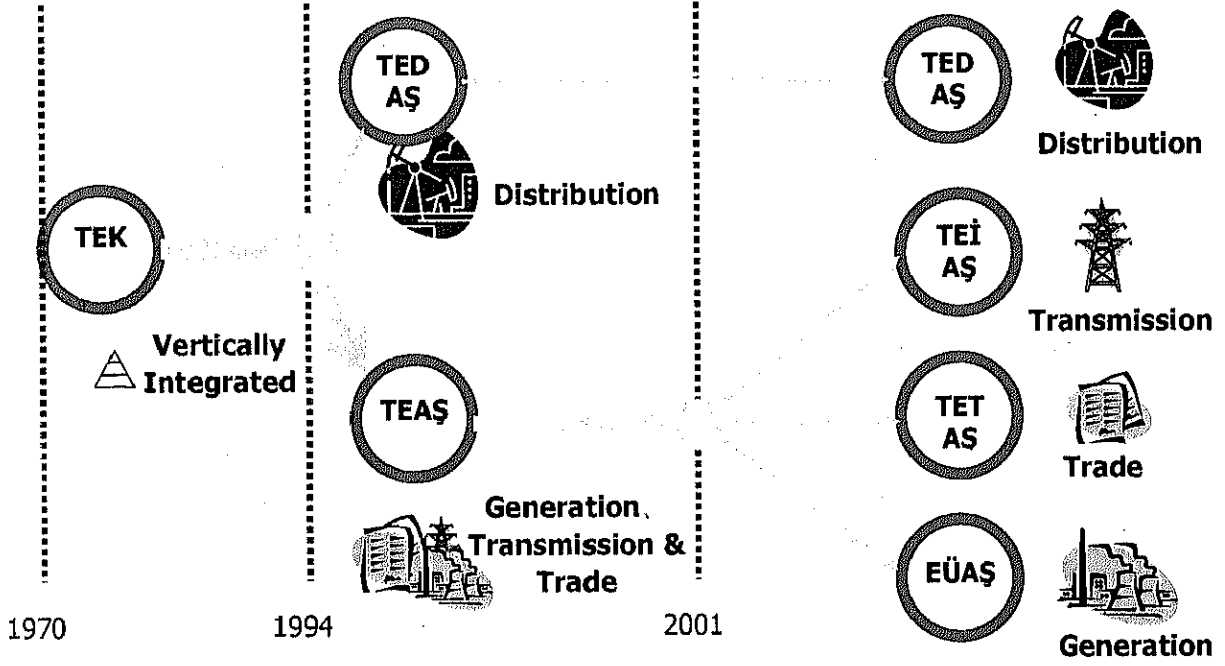
Elektrik dağıtımı 21 yerel bağımsız firmayla yapılmaktadır. Mevcut duruma göre bir kısım hariç büyük çoğunluk TEDAS şemsiyesi altında faaliyet göstermektedir. Hükümetin planına göre Yap İşlet Devret sistemiyle özelleştirilecektir. Elektrik perakende satışı %40'ını oluşturmaktadır. Yıllık tüketim Haziran 2010'da 1.2 GWh üzerindeki tüketici özel firmalardan direkt alım yapacaktır. 2012 yılına kadar devlet kurumlarına elektrik sağlayıcı dışında kalanların tamamı özel firmalar tarafından karşılanır hale gelecektir. Özelleştirme süreci olarak planlanan 2006-2010 arası (yakın tarihte 2012'ye kadar uzatılmıştır) süreçte yerel dağıtımları yapan şirketler özelleştirme talebine karşılık %85 elektriği TETAS ve EUAS portföyündeki yerlerden almak zorundadırlar. Her yerel iletim şirketi bu şirketler ile enerji satış anlaşması yapacaklardır. Süreç tamamlandığında, şirketler kendileri diledikleri yerle anlaşma yapabileceklerdir.

Tablo 2. 1 ve Figür 2. 2 Türkiye'deki elektrik sektörünün özelleştirme gidişatını özetlemektedir.

**Tablo 2. 1 Türkiye Elektrik Üretimini Özelleştirme Gidişatı**

Yıl	Önemli olgu
1970	TEK kuruldu. Bu kurum, ülkenin bağımsız olarak elektrik endüstrisini üretimden dağıtımına kadar tek elden kontrol etme görevine sahiptir.
1984	3096 sayılı kanuna göre pazarın özelleşmesi birinci akım gerçekleşti. Buna göre özel sektörden de elektrik üretim pazarına giriş onaylandı. Dahası, düzenlemeyle ilgili iki kanun daha, 1994'de 3996 kanunu (BOT) ve 1997'de 4283 kanunu (BOO) gerçekleşti.
1994	TEK, iki şirkete bölündü. Biri TEAS, diğeri TEDAS'dır. : Biri Türkiye Elektrik Üretim İletim A.S (kısaca TEAS) , diğeri Türkiye Elektrik Dağıtım A.S'dir (kısaca TEDAS. )
2001	4628 kanununa göre pazarın özelleştirmesi hızlanmış. TEAS, 3'e bölünerek EÜAŞ, TEIAS ve TETAS kuruldu. Elektrik satış pazarının %30'u özelleşmiş oldu. Elektrik de dahil enerji sektörünün genelini düzenlenmesi ve denetlenmesi için EMRA kuruldu.
2004	"Elektrik pazarı devrimi ve özelleştirilmesi hususunda strateji" Devlet Planlama Teşkilatı tarafından hazırlandı. Buna göre ülkedeki üretim iletim kurumları 2012'ye kadar özelleştirilecek prensibi benimsenip, özelleştirme idaresi gerekeni yapacaktır diye belirtilir. Dağıtım sektörü, 2005'den itibaren, üretim sektörü 2006'dan itibaren özelleştirmeye başlayacaktır.
2006	Elektrik arz talep düzenleme sistemi aktif hale geldi. TEIAS yapısında MFSC ve PMUM birimleri oluşturuldu.
2009	Pazar ve iletim sektörü özelleştirmesi başladı. 2004'deki strateji evrağı geliştirildi. ("Elektrik enerji pazarı ve Ucuz maliyet Çabaları Raporu").

(Kaynak: Aşağıdaki belge temel alınarak araştırma grubunca yeniden hazırlanmıştır. Özelleştirme İdaresi sayfası, Türkiye Enerji Polisiyesi 2005, TEDAS mart 2009.)



Not: EUAS şemsiyesi altında santrallerin özelleştirilmesi tamamlanıp, EUAS'ın Pazar kontrol gücü oranı %60'dan %20'ye gerilemiş olacaktır.

Figür 2. 2 Özelleştirme Akışı



## 2.2.2 Herbir kurumun rolü

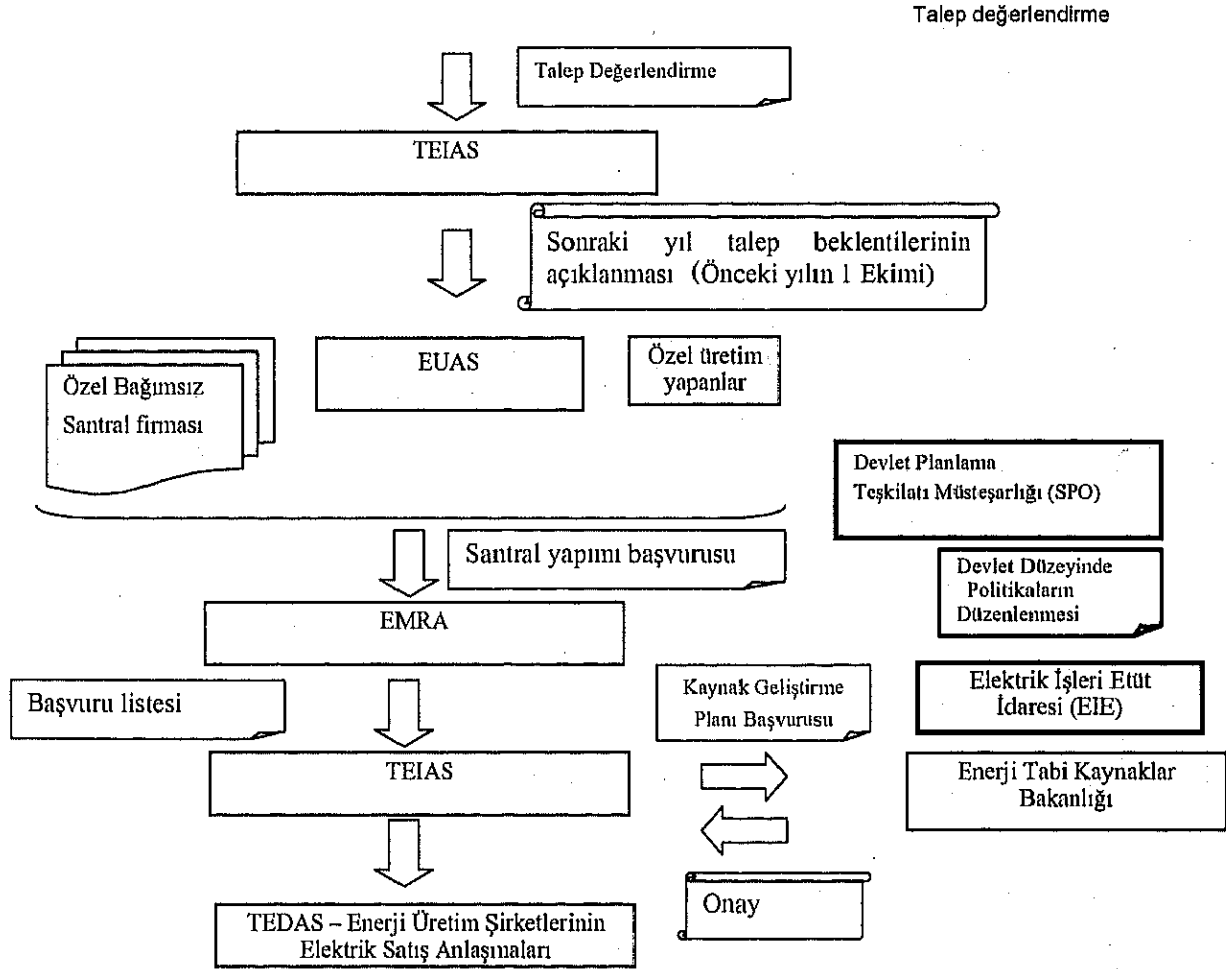
### (1) Enerji Kaynakları Geliştirme Planı

#### (a) Genel Yapı

AB'nin elektrik kaynaklarıyla ilgili birimi olan ENTSO-E yayını olan "System Adequacy Forecast" ile aynı şekilde, TEIAS da her sene, 10 yıllık enerji kaynakları geliştirme değerlendirmesini açıklar. ENTSO-E'ninki gibi bu değerlendirme de mutlaka gelecek kaynaklarının garantisi anlamına gelmez.

Değerlendirmede alıntı yapılan elektrik arz-talep beklentileri dağıtım şirketlerine göre hazırlanıyor olsa da, halen özelleştirme sürecinde olunması nedeniyle şimdilik raporlar Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafınca hazırlanmaktadır.

Halihazırdaki elektrik üreticilerinin verileri EUAS ve TETAS ile EMRA'dan alınır ve TEIAS'da toplanır. Özellikle, EMRA özel santrallerin verilerini toplamaktadır. Yeni yapım santrallerin verileri ayrıca DSI'de de toplanmaktadır.



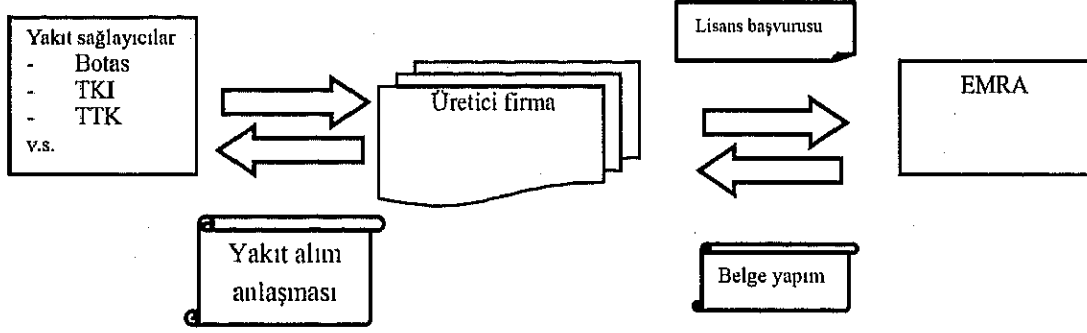
(kaynak : "10-year Generation Capacity Projection: 2009-2018", TEIAS)

Figür 2.3 Enerji Geliştirme Planlama Akışı

### (2) Santrallerin Yapısı

Özelleştirme prensiplerine göre EUAS ve DSI, EIE gibi özel sektör tarafından yeni hidrolik santral planlaması, acil bir durum olmadıkça yoktur. 100MW altındaki küçük çaptaki hidrolik santraller EIE denetiminde yapımları planlanır. Santral binasına talip olan özel sektör girişimcisi EMRA üzerinden

inşaat planının başvurusunu yapmak zorundadır. Şu an için termik santrallerde BO/BOT/TOOR tipi anlaşmalarla yapımlar onay alamamaktadır.



(kaynak : EMRA ve TEIAS röportajlarıyla hazırlanmıştır.)

**Figür 2. 4 Santral inşaatı başvuru prosedürü**

Lisans alındıktan sonra inşaat yapım arasındaki süre belirlenmemiş olsa da Elektrik Piyasası Kanunu (4628) 10.maddesi ilgili açıklamalarda "Reference periods of regarding the completion of the generation plant," Board Decree 1855/20.11.2008, süre şöyle belirtilmiştir:

Ortalama hazırlık süresi kömür ve su için 24ay, diğer gaz yakıtlar için 16ay olarak belirlenmiştir. Dahası binanın tamamlanması süreci şöyledir: örneğin termik santraller için, alım miktarı 50MW altındaysa 32 ay, 500MW üzerindeyse 48ay, baraj oranı 1,000,000m<sup>3</sup> altındaysa 36 ay, 10,000,000 m<sup>3</sup> üzerindeyse 66 ay diye belirlenmiştir. Aynı şekilde rüzgar santral ise 10MW altındaysa 16 ay, 100MW üzerindeyse 40 aydır.Son olarak lisans alındığından santral açılana kadarki süre hazırlık süresi ve inşaat süresinden oluşur. Bu sürelerden en fazla 72 ay dolduğunda lisans iptal olur.



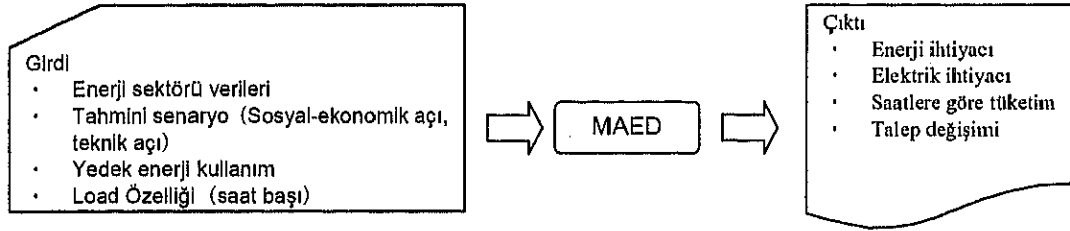


## Bölüm 3 Uzun Süreli Elektrik Arz-Talep Planı

### 3.1 Enerji İhtiyacı Hesaplaması ve Değerlendirmesi

Enerji ihtiyacının tahmini hususunda ETKB/MENR'de ENPEP (Energy & Power Evaluation Program)ve MAED (Model for Analysis of Energy Demand)modülü, balans modülü kullanılarak hesaplama yapılır.

MAED, nüfus, iş alanının gelişim oranı, sosyal-ekonomik alan ve teknik alandaki geliştirilen senaryolardan tüm enerji ihtiyacını hesaplar. Ancak, mevcut nüfus araştırmasında büyük bir yanılğı vardır, güvenilirliği yüksek değildir. Amerika'nın desteğiyle yazılımın yenilenmesi planlanmakta, eko enerji hesaplaması da yapılabilir hale gelinecektir. Bu durumdaki ihtiyaç hesaplamasının sonucu TEIAS yayımı olan "Türkiye Elektrik Enerjisi 10 yıllık Santral Kapasite Projeksiyonu" nda açıklanmaktadır.



Figür 3.1 MAED'in verileri

TEIAS'ın Araştırma Planlama Kurumu da MAED hesaplamasından çıkan sonucu esas alarak WASP modülünü kullanıp kaynak hesaplama simülasyonu oluşturdu. Fakat 2001'deki Electricity Market Law No. 4628 (kısaca 4628 yasası)sonucunda TEIAS'da gerekli veriler toplanamaz hale geldikten sonra 2003 yılı sonrası kim, ne zaman, nerede, nasıl yakıt kullanarak santral yapıyor bilinemez oldu.

Bu yüzden şu anki "Kapasite Projeksiyonu 2009-2018" de inşaat halinde ya da lisans almış santral planları esas alınarak hazırlanmış olup talep karşılık kaynaklarının seviyesi düşünülen ihtiyaç oranı incelemesi ve uygun kaynakların hazırlanma oranının incelenmesi tam olarak yapılmamaktadır. İletim hattı gibi ekipmanlar hakkında da geçmiş akımlardan yenilenmiş planlara geçiş düşünülmektedir. Mevcut durum oran hesabı kaba taslak olduğundan tıkanıklık olmayacağı düşünülmektedir.

Öte yandan, son zamanlarda ihtiyaç hesaplaması yapılan dağıtım firmalarına göre TEDAS, danışmanlık hizmeti veren Mckenzie'nin hesaplama yazılımını kullanıp, makro ve mikro hesaplamalar yapmaktadırlar. Ancak, şu anda girdi için gerekli dataların bir kısmı yetersiz kalmakta, özelleştirme kapsamındaki ihtiyaç sahiplerinin anlaşma değişikliği görüşüldüğünden hesaplamalar zora girmektedir.

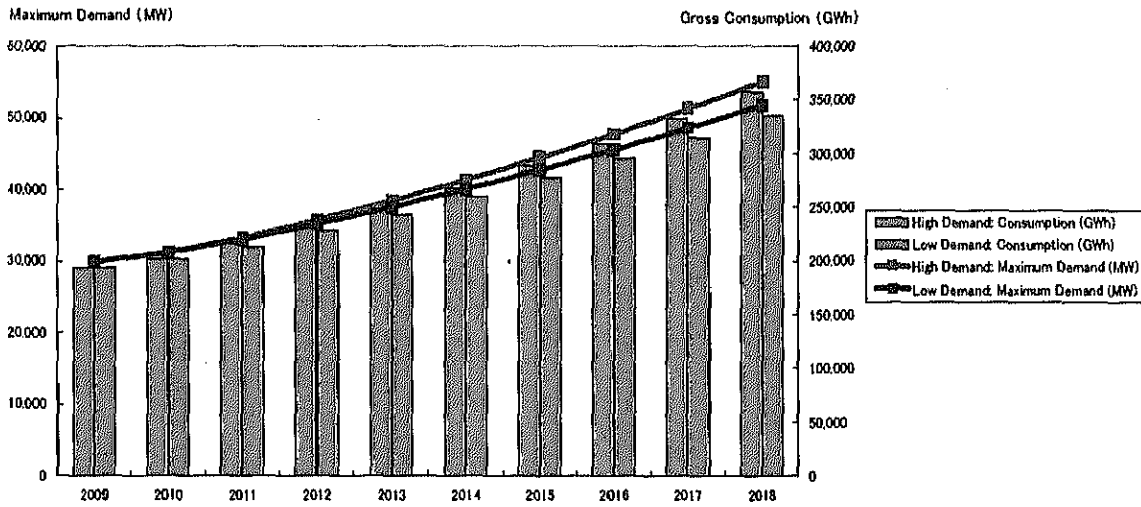
Aşağıda Haziran 2009'daki "Kapasite Projeksiyonu 2009-2018" sonuçları verilmiştir. İhtiyaç ölçütü yukarıda belirtilen "4628 yasası" na göre her yerel dağıtım şirketi 10 yıllık ihtiyaçlarını hesaplamak zorundaysa da şu an için bu elde edilemediğinden ETKB'de tahmin edilmiş yüksek talep ve düşük talep hesaplanmıştır.

ETKB'nin hazırladığı ihtiyaç ölçümü, Mayıs 2008'de hazırlanmış olup, yüksek ihtiyaç Devlet Planlama Teşkilatı tarafından ölçülüp, yüksek ihtiyaç için tarım, inşaat, yapı sektörü gibi enerji ve servis sektörlerinin AB gelişim oranlarına uygunluk temel alınmış, düşük ihtiyaç için 2009 sonrası gelişim oranı 4.5%'dur.

Tablo 3.1 “Yüksek talep” ve “Düşük talep” ölçümünde gelişme oranı

Period	Yüksek talep gelişme oranı (%)	Düşük talep gelişme oranı (%)
2000-2005	4.6	4.6
2005-2010	5.8	5.3
2010-2015	5.5	4.5
2015-2030	5.5	4.5

Kaynak : Turkish Electrical Energy 10-year Generation Capacity Projection (2008-2017), Turkish Electricity Transmission Corporation, Research Planning and Coordination Department, July 2008



Kaynak : Turkish Electrical Energy 10-year Generation Capacity Projection (2009-2018), TEIAS, June 2009

Figür 3.2 Yüksek ihtiyaç • Düşük ihtiyaç Ölçümlerinin Grafiği

2011'e kadar gelişme miktarı alttaki düzeltilmiş olan, diğeri de düzeltilmeden öncekidir. Düşük ihtiyaç oranı da 2012'den sonra 6% yükselecektir.

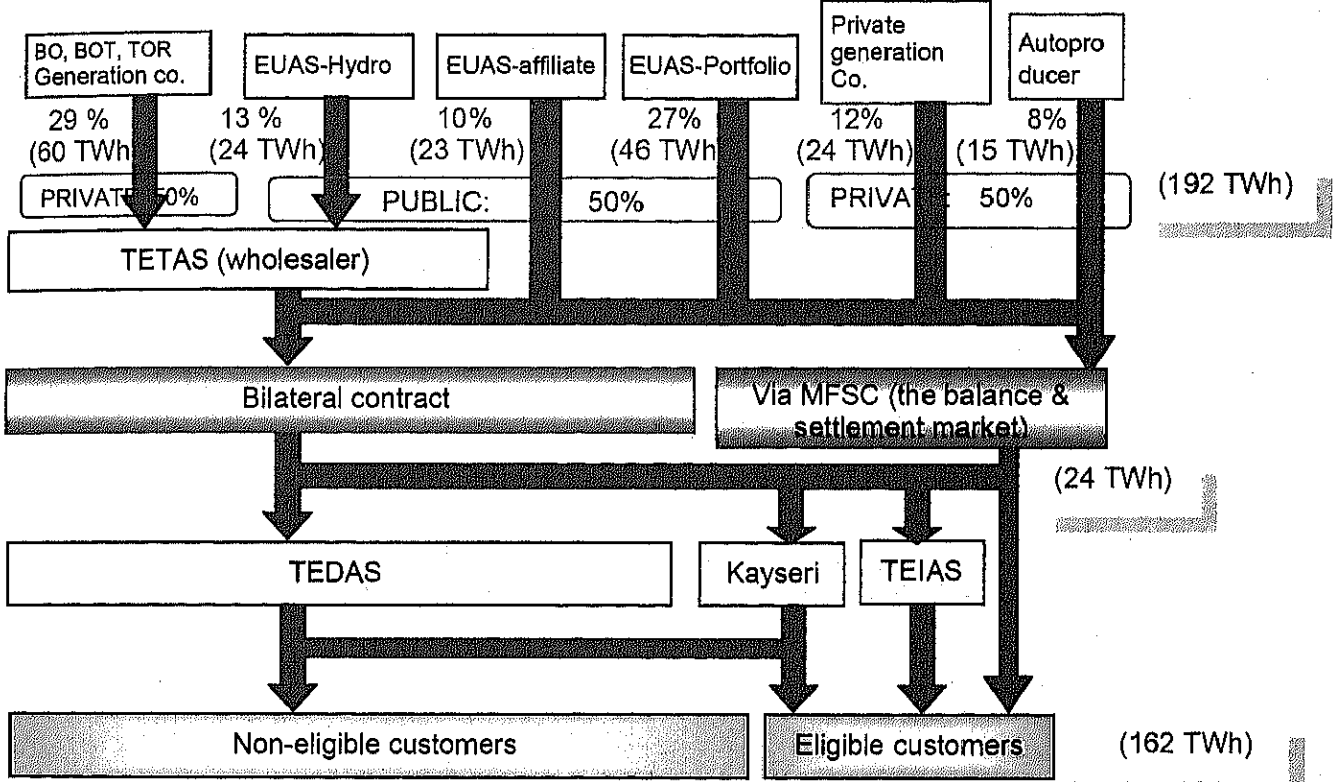
2009 Mayısında ETKB ölçümünde 2020 yılı için yüksek ihtiyaç durumunda (artış oranı 7.5%) 499TWh, düşük ihtiyaç durumunda (artış oranı 5.96%) 406TWh belirtilmişse de, yukarıdaki değerlerin devam ettiği hesap edildiğinde 2020 yılında 410TWh ve 380TWh civarı olacaktır.

Gelecek bölümde santral yapım planları değerlendirilmektedir.

## 3.2 Enerji Kaynakları Geliştirme Planı

### 3.2.1 Elektrik özelleştirme pazarındaki kaynak geliştirme planları

Bu bölümde özellikle Türkiye'nin elektrik özelleştirme pazarındaki kaynak geliştirme projeleri işlenir. Figür 3. 3'de mevcut ilgililer sıralanmıştır.



Not : MFSC (Market Financial Settlement Center)

※ : Parantez içindeki rakamlar 2008'de alım satımı yapılan elektrik miktarıdır.

※ TETAS, komşu tükellerle elektrik alışverişi yapar.

(Kaynak : Aşağıdaki belge esas alınarak hazırlanmıştır. İlgili kurumlarla görüşme sonuçları; NAVITAS 2009; Capacity projection 2009-2018, and TEIAS 2008 Annual Report.)

**Figür 3. 3 İlgili birimler arası elektrik döküm çizelgesi**

EUAS'ın özelleştirme planındaki üretim şirketlerinin özelleştirme sonrasında EUAS'ın enerji üretim pazarındaki Pazar kontrolü şu anki 60 %'dan 20%'ye düşecektir.

(1) Enerji kaynakları geliştirme planı; arz güvenilirliğinin artırılması yöntemi

En son hazırlanmış olan Türkiye enerji kaynakları geliştirme projesi 2004'deki WASP-4 denilen yazılım kullanılıp, TEIAS tarafından hazırlanmaktadır. Burada ilgililerden gerekli verileri toplanamama zorluğundan aynı projede değişiklik yansıtılmamıştır. Ayrıntılar aşağıda verilmiştir.

(a) 2004 yılı öncesinin talep planı ve kaynak geliştirme hedefleri.

2003'e kadar ETKB, MAED denilen yazılımı kullanıp yapılan hesaplama kullanılmıştır. TEIAS, bu sonuçları temel alarak WASP yazılımında enerji planı yapmıştır. Ancak 2001'deki "4628 yasası" sayesinde TEIAS'ın kontrolü zayıflayıp, 2003'den itibaren santral projeleri gelmez oldu. Yani, kim nerede, ne zaman yakıt kullanarak santral inşaa eder ya da veriler alınamaz.

(b) 2004 yılı sonrasındaki ihtiyaç tahmini ve kaynak geliştirme planı

TEIAS, her yıl basılan enerji kaynakları geliştirme araştırmasında alıntı yapılan elektrik ihtiyacı tahmin verileri aslında dağıtım şirketlerince hazırlanması gerekirken halen özelleştirme sürecinde olunması nedeniyle bu zamana kadar olduğu gibi Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığının verilerinden yararlanır.

Bundan sonraki santral artışlarının büyük kısmı, EMRA tarafından lisansları ayarlanmış olan üretici şirketlere aittir. Yeni elektrik santrali planlayan özel firmalar EMRA'ya başvuru yapıyorlar. Sorun, EMRA'dan lisans verilmiş olan üretici şirketlerin geliştirme planlarının şu aşamada çok fazla belirsiz yer vardır. Bundan sonra gereken arzın artması, 1.5 katına çıkabilir. Bu yüzden başvuru incelemesinin bu sene yapılıp bitirebileceği de belirsizdir. EMRA, lisans sağlayıcısıdır da elektrik arzı sorumluluğu vardır.

Ayrıca mevcut sistemde (EMRA tarafından santral lisansı alma: faaliyet için 72 ay süre) gelecek 5-6 yıla kadar somut olarak santrallerin dahil edildiği arz planı yapılmamıştır. Aslında, 2004'den sonra arz talep dengesini öngörmüş uzun vadeli kaynaklar planı çizilmemiştir. Dahası, 5-6 yıl öncesine kadar gerçekten faaliyete geçebilir mi kimse de anlayamadığından, şebeke sahibi TEIAS, beklentide aktarma ünitesinin genişletmesini gerçekleştirmek zorundadır. Araştırmalardan farklı bir durum ortaya çıktığındaysa bu hazırlıklar boşa gidecek ve ayrılan kaynak tamamen boşa harcanmış olacaktır.

Aslında, Enerji Tabii Kaynaklar Bakanlığı ile bağlantıya geçerek gelecekte arz yetersizliği olmayacak şekilde dikkat edilmektedir.

Sonuç olarak, 2004'de uzun vadeli kaynak planını yaptıktan sonra, verilerin toplanmasının zorluğundan araştırma kesin olarak tamamlanamamıştır. Üstelik, hükümetin prensipleri de 2004 sonrasında büyük farklılıklar gösterir (Örneğin Nükleer enerji ertelenmesi, rüzgar enerjisinin artırılması gibi).

### (c) Kaynak güvenilirliğinin sorunsalı

Şu anki duruma göre enerji kaynaklarının sağlanması sorumluluğunun TEIAS tarafından karşılanması mümkün değildir. Yakıt sağlayan BOTAS (Gaz hattı firması) da TEIAS ile aynı durumdadır. Mesela, gelecekte kaynak yetersizliği baş gösterdiğinde devlet elindeki EUAS, yeni santraller yapmak zorundaysa da, 2001'deki özelleştirmeler sonrası böyle bir şey olmamıştır (yakın zamandaki dünya çapındaki kriz olmasaydı 2009 yılında böylesi bir durum olacaktı).

Rağbette olan Avrupa ve Amerika'dan farklı olarak 20 senede popülerliği 2 kat artan Türkiye'de tamamen özgür Pazar haline gelen sektörde ilave 40GW yetecek midir, yetse bile enerji güvenliği açısından uygun yakıt portföyü olacak mıdır soruları halen vardır.

1.meseleyle ilgili olarak pazarda ölçmeler yapılıp tez oluşturulduktan sonra talep varsa (perakende satış tavan yaptığında) uygun kaynak miktarı sağlanır (enerji üretim piyasasına katılan artar): Ancak, ülkenin tarafından bakıldığında elektrik fiyatlarının yüksekliği yüzünden yurt dışına pazarlama yapmak da zorlaşacak ve sonuçta ülkenin gelişimine frenleme gelecektir. Aslında, OECD ülkeleri ortalamasından fazla olan satış fiyatları düzeltilmesi hükümetin 9. Kaynak planlamasında da yera almaktadır.

2.meseleyle ilgili de hükümetin liderliğinin olmadığı tam özgür pazarda kısa süreli olarak gelir gideri ölçmek zor olacak, sonuçta, o andaki en iyi seçeneğe yönelerek sermayesi düşük yakıtı tercih etmek çoğunlukta olacaktır. Günümüz Türkiye'sinde doğal gazın yaygınlığı sürmektedir. Fakat, tek bir yakıtla bağlı kalındığında geçmişte Japonya'da yaşandığı gibi o kaynağın kıtlığı yaşanabilir. Hükümet 2023 yılında gaz yakıtından enerji üretim payını mevcut oranın yarısının 30%'una kadar azaltıp, nükleer enerjiyi de 5% yapmak planını açıklamaktadır. Hükümetin bu şekilde alımları daha önemli olacaktır. Enerji güvenliği ve ekonomik gelişim düşünülürse elektrik kurumlarının ekonomik



olarak bağımsızlığı ve stabil hale gelmeleri belli bir ölçüde gerçekleştiği takdirde hükümetin dahil olması da bir yere kadar gereklidir.

(2) TEIAS'ın hazırladığı enerji kaynakları geliştirme planının önemi

Böyle bir durumda TEIAS'ın planlama kurumu (APK), her yıl Kapasite Projeksiyonu yapmaktadır. Ancak plan, basit olarak verilerin toplanıp bir araya getirilmesinden ibaret olup, kaynak güvenilirliğinin seviyesine göre gerekli kaynak miktarının hesaplanması ve uygun kaynak geliştirme yapısının karşılaştırması vs. yer almamaktadır. En son yayınlanmış olan "Kapasite Projeksiyonu 2009-2018" de, bu şekildeki enerji üretimi planının yetersizliğinde hazırlanmış olup, bu planlama, kesinlikle o anki ihtiyacı karşılayabilecek şekilde hazırlanmamıştır. İnşaat halinde ve lisanslı enerji üretim planlaması yer almaktadır. Zor olanı inşaat halindeki için faaliyet yılı bilinirken lisanslılar için belirsizlik olmasıdır.

(3) Bundan sonraki Enerji Kaynakları Geliştirme Planı, Ulusal Önlemler (Nükleer enerji, Geri Dönüşebilen Enerji vs.)

Enerji Politikası ile ilgili olarak 2.1.1'de anlatmıştık. Amaçların gerçekleşmesiyle birlikte, EMRA görüntüleme rolüne geçecektir. Yani, geri dönüşebilen enerji kullanılan yeni santrallerin belge başvurularının doğal gaz santral başvurularından fazla olmasını teşvik etmek gerekecektir.

Pazara girmeyi düşünen özel sermayeli girişimcilerin tarafından bakılınca, elektrik alım-satım fiyatları girip girmemelerinde belirleyici olacaktır.

### 3.3 Sistem Planlama Durumu ve Değerlendirmesi

TEAIS'da elektrik nakil sistemi kriterleri bellidir. Bu kriterler elektrik nakil ünitesinin planlaması önkoşullarını belirlediği gibi bu koşulların yerine getirilmesi için santral ve nakil sistemini bağlantı yapan firmaların uyması gereken kuralları da içerir.

Kriterlerde nakil ünitesi planları ile ilgili maddeler aşağıda verilmiştir.

- Sistem Yapısı
  - Hidro • Termik çıkış gücü en fazla olduğu zamanki akım hattı 1 hat arıza yaptığında, ya da çevirici 1 tanesi arıza (N-1 arızalanırsa) yaptığında dahi yeterli elektrik gönderilebilecek şekilde önlem alınmalıdır.
- Sistemi oluşturan aletlerin önemli özellikleri
  - Önemli parçaların kayıtları.
    - ◇ Trafo merkezinde maksimum hat sayısı, anahat yapısı, transformatör miktarı ve sayısı, orta bağlama, akım düzenleyici, yüksek gerilim/orta gerilim ünitesi, yükleyici bağlantısı, transformatör bağlantısı, 380kV kondensatör, elektrik için kondensatör ve bölüm reaktör parçaları, kablo çeşitleri, gerilim katları, taşıyıcı hattın yükleme seviyesi, santralin temel özellikleri (güç oranı vs), koruma aparatının tipi, yüksek hız tek evre kapatıcı yapısı vs.
    - ◇ Frekans besleme seviyesi
    - ◇ Voltaj besleme seviyesi
    - ◇ Jeneratörün güç oranı
    - ◇ Arıza giderme süresi: 380 kV:120ms, 154 kV:140ms
    - ◇ Arıza akım seviyesi: 380 kV 50kA, 154 kV 31.5 kA

Jeneratör, bulunduğu yer ve sistem ile bağlantı yapan yerin unite özellikleri için basilica koşullar

aşağıdadır.

- Jeneratörün içerik yapısı
  - Hız düzenleyicinin özellikleri bağlantı başlangıcında ve çevirim sırasında TEIAS'a bilgi iletimidir. Düzenleyici, otomatik gerilim ayarlayıcısı ve PSS (Güç Sistemi Sabitleyici) başlıca görevleri TEIAS ile yapılan bilgi iletimidir.
- Frekans Kontrol
  - TEIAS tarafından ikincil frekans kontrolce belirtilen jeneratör ünitesinin merkezi elektrik akımı sinyalini düzenleyebilir olmalıdır.
  - Birincil ve ikincil frekans kontrolü yapılan jeneratör hız ayarlayıcı uluslararası uyumlu olup, UCTE'nin temel şartlarına uymalı.
- Elektrik nakil sisteminde etkin olacak özellikler değişimi varsa mutlaka TEIAS mühendislerinin kontrolü gerekmektedir.
  - Sistem kullanıcı yerleştirilmiş olan koruma aparatının özellikleri talep güvenilirliği, elektrik kalitesi ile ilgili olan sınırlamalar TEIAS bağlantı işbirliğine uygundur.
  - Talep sahibi güç oranı, jeneratörün çalışma güç oranı mevcut sınırlamalara tabiidir
- Jeneratörün aksenal torsiyon önlemi TEIAS'dan müdahale edilebilir.
- TEIAS, çevre akımların düşük olması için yüklenme durdurması yapabilir.◦

Bu kriterlere göre su-ısı çıkış gücü en fazlaya ayarlandığında uygun elektrik akım oranı sağlanacak şekilde planlama yapılması gerekirken TEIAS'dan alınan sistemlerde bazılarında elektrik akımının kısıtlanarak da olsa verilecek şekildeki modellerdir.

Ayrıca, IPP vs. planı kesin belli olmadığı enerji kaynakları fazla olup yıllar sonar nakil ünitesinin durumunun ne olacağı belirsizdir.

Bundan sonra TEIAS'da güney kesimdeki nükleer enerji nakil planı, karadenizdeki Sinop nükleer enerji, termik santral vs.nin elektrik nakiline el atıp, 2012~2013yıllarında planlamanın etkin olması düşünülmekte. Şu an için bunların uygun üniteleri mevcut değildir.

### 3.4 Sistem İşleyiş Durumu ve Değerlendirmesi

#### 3.4.1 Elektrik pazarının özeti

Türkiye'de elektrik satışı karşılıklı anlaşmalarla ve elektrik alım satım pazarının kullanımı ile olmaktadır. Karşılıklı anlaşmalarla alım satım 80%'yi bulurken başlıca enerji üretim şirketleri ve dağıtım şirketleri/büyük alıcılar arasında anlaşmalar yapılır. Devletin iletim şirketi olan TEIAS, iletim sistemini elinde bulundururken, PMUM (Market Financial Settlement Center) tarafından elektrik alımsatım pazarını kontrol eder ve 20% satış buradan olur. Fiyatlar serbest piyasada belirlendiği için özgür Pazar piyasası da diyebiliriz.

Karşılıklı anlaşmalar, EUAS ile dağıtım şirketleri arasında, BO, BOT, TOR olarak her bir santralle TETAS arasında, TETAS ile dağıtım şirketleri arasında, IPP ile özel dağıtım şirketi/özelleştirme kapsamındaki tüketiciler arasında olmaktadır. TETAS, BOT tarzında özelleşmiş şirketler ve devlet elindeki EUAS'dan elektriği alır, TEDAS gibi dağıtıcılara satar bir şirkettir ve Pazar payının 45%'ine sahiptir. Autoproducer, kendi şirketi içinde üretip kullanmak dışında 5% kadarı başkalarına satılır.

Özelleştirme kapsamındaki tüketicilerin temel olarak yıllık tüketim miktarı 100MWh üzerindeki tüketiciler olmalıdır (aynı temel her yıl yenilenir, eskiden 480MWh). Özelleştirme kapsamı dışındaki kaynakları seçmek de mümkün olsa da, potansiyel olarak alıcıların 60% kadarı özelleştirme kapsamına girmiştir. 2009'daki SPO'ya göre enerji stratejisinde 2012'ye kadar özel ev alıcıları dışındaki tüm alıcılar özelleştirme kapsamında olacak, özel ev alıcıları da 2015'e kadar özelleşecektir.

Dağıtım şirketleri, 2004'den sonra TEDAS'ın özelleşmesi ile açılıp, Türkiye genelinde 21 dağıtım bölgesinden önceden beri özel olan Kayseri bölgesi hariç 20 bölge hakkında 2005 Mart ayında TEDAS şemsiyesinde 20 dağıtım şirketi ile yeniden düzenlenmiş, 2010 Ağustosuna kadar birkaç örnek hariç tüm girdiler ilan edilmiştir. 2010 Eylülünde 5 şirketin işletme hakkı verilmiştir. Özelleştirme belli bir süre işletme hakkının verilmesi (TOR tarzı) ile kaynak sahipliğinin TEDAS'da kalması şeklindedir. Yerel bağımsız dağıtım ve perakende satış işletme hakkı da EPDK'den verilmektedir. 2013'den sonra dağıtım sektörü ve perakende satış sektörü ayrılacak, perakende pazarı bağımsız olacaktır.

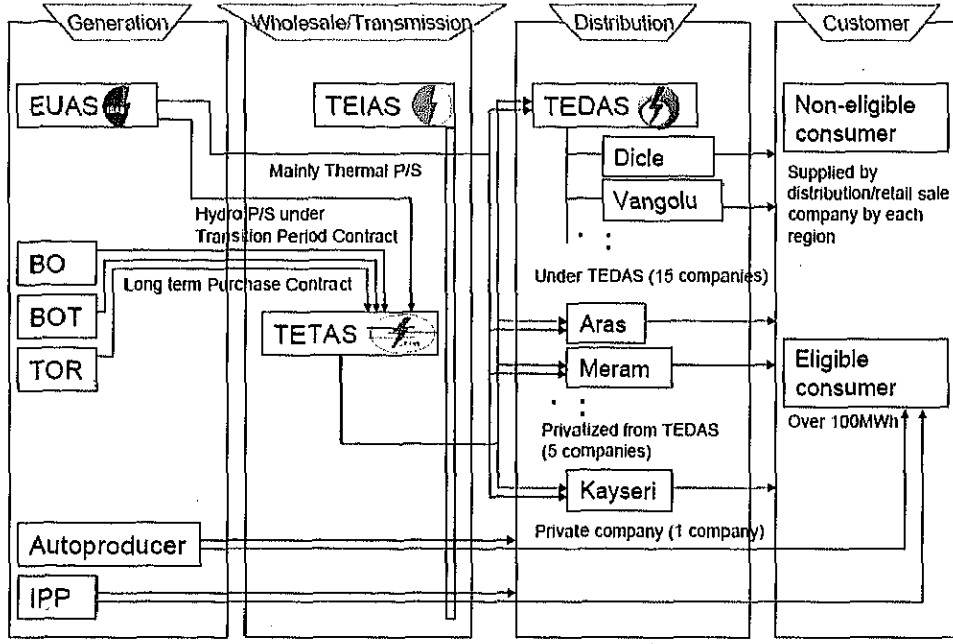
TEDAS şemsiyesindeki 15 dağıtım şirketi "4628yasası" gereği, özelleştirme kapsamı dışındaki alıcıların elektrik ihtiyacının 85%'ni TETAS ve EUAS tarafından belirlenen yapıdaki (6portfolyo) santrallerden, 15%'ni elektrik alımsatım pazarından alırlar. TEDAS, 15 dağıtım şirketini temsilen 85%'e karşılık gelecek şekilde EUAS ve TETAS ile sözleşme yapar. "4628yasası" 2004'den itibaren 5 yıllık planla uygulansa da 2008'de 2 yıl uzatma kararlaştırılmış olup 2012'ye kadar geçerlidir.

TETAS, 2001 yılındaki özelleştirme öncesi BOT tarsi ile inşa edilmiş üretici firmalar ile alım anlaşması yaptığındaki fiyat biraz yüksektir. Bu nedenle EUAS'ın "Transition Periyot Anlaşması" kapsamındaki hidro elektrik santrallerinin elektrliğini ucuza alarak denge sağlanmaktadır. Son zamanlarda elektrik alımsatım pazarının fiyatları gitgide pahalanmaktadır.

Öte yandan, elektrik alımsatım pazarının kilit oyuncusu IPP ve dağıtım şirketleridir. Mevcut TEDAS şemsiyesindeki dağıtım şirketleri IPP ile anlaşma yapamaz, özel dağıtım şirketleri ile TETAS üzerinden IPP aracılıklı alım yapar. Ancak TETAS alım fiyatı, EMRA tarafından belirlenen üst sınırı aşamayacağından şu an için IPP olarak elektrik alımsatım pazarını kullanarak daha pahalı satış yapmak mümkündür. Sonuç olarak TETAS'ın talebine IPP tarafından karşılık gelmemiştir. Bununla birlikte enerji güvenliği açısından bakıldığında yeni sisteme göre IPP zorunlu olarak karşılıklı anlaşmaya yanaşmak zorunda kalacaktır. İşletme hakkı Türkiye'nin 2 büyük şirketinden biri olan Sabancı Holding'e geçmiş olan Ankara merkezli Orta Anadolu Bölgesindeki talebi karşılayan dağıtım şirketi Başkent Dağıtım Şirketi'nde 2010 Ağustos ayında elektrik kaynağı özelleştirme öncesi ile farklı olmayıp TETAS ve EUAS tarafından belirlenen portfolyodan yararlanılmaktadır.

Elektrik alımsatım pazarı 1 Ağustos 2006'da başlayıp o zamanlar günlük hesaplamyken 2009 1 Aralık itibariyle daha iyi denge sağlanması amacıyla saatlik hesaplamaya geçildi. PMUM işletmesindeki PYS'ye göre Day Ahead Market ile NLDC işletmesindeki Balancing Power Market günlük pazara göre yapıldığından her ikisi de PMUM sistemine göre düzenlendiler.

TEIAS'ın bünyesinde yer alan PMUM, 48 kişilik bir yapı olup, günlük Pazar işletmesinin kontrolü dışında, planlama ve kural belirleyicilik, faturalama yapma tahsil etme işleri de yapmaktadır.



kaynak : EIE,TEIAS,TETAS,TEDAS

Figür 3.4 Elektrik pazarı-Arz sözleşmeleri (Karşılıklı anlaşma) ilişkileri





## Bölüm 4 Doruk Güç Optimizasyon Desteği Projesi

### 4.1 Çeşitli Güç Kaynaklarının Perdeleme Yöntemiyle Karşılaştırılması

Çeşitli güç kaynaklarının inşaat maliyetleri (sabit maliyetler) ve yakıt maliyetleri (değişken maliyetler) baz alınarak, santral bütçesi hesaplanmış, temel, orta, doruk güç üretimi incelenerek, bu gücün nasıl optimize edileceği değerlendirilmiştir.

#### (1) İnşaat Maliyetleri

EIE tarafından teklif edilen çeşitli elektrik üretimi yöntemlerinin inşaat maliyetleri aşağıda belirtilmiştir.

**Tablo 4.1 Çeşitli Güç Kaynaklarının İnşaat Maliyetleri**

	EIE Tarafından Teklif Edilen Miktar
Doğal Gaz Termik	650 – 750 USD/kW
Linyit Termik	1600 USD/kW
İthal Taş Kömürü Termik	1450 – 1700 USD/kW
Hidro (Debili ve Pompalı)	1200 – 1500 USD/kW
Nükleer	1800 – 2700 USD/kW

Yukarıdaki veriler baz alınarak, temel şartlarda çeşitli güç kaynaklarının tipik inşaat maliyetleri aşağıdaki gibi şekillenmiştir.

**Tablo 4.2 Çeşitli Güç Kaynaklarının Tipik Birim İnşaat Maliyetleri**

	Temel Şartlarda
Doğal Gaz Termik (C/C)	700 USD/kW
Doğal Gaz Termik (GT)	500 USD/kW
Taş Kömürü Termik (ST)	800 USD/kW
Taş Kömürü Termik (GT)	500 USD/kW
Linyit Termik	1600 USD/kW
İthal Taş Kömürü Termik	1600 USD/kW
Hidro (Debili ve Pompalı)	1400 USD/kW
Pompalı Hidro	700 USD/kW
Nükleer	2400 USD/kW

#### (2) Yıllık Sabit Maliyetler

Yukarıdaki inşaat maliyetleri baz alınarak, aşağıdaki yıllık sabit fiyatlar belirlenmiştir. Yıllık sabit fiyatlar, genel olarak, amortisman yöntemine göre farklılık gösterdiği için yıllık fiyatlar değişkendir; fiyatların en yüksek olduğu dönem operasyon başladıktan sonraki ilk yıldır. Burada, %10 faiz oranıyla, maliyet dengelenmesi gerçekleştirilmiştir. Su anda, santrallerin çalışma ömrü ve inşaat malzemelerinin eskime oranı hidro elektrik santrallerde 40 yıl, termik ve nükleer santrallerde 20 yıl olarak hesaplanmıştır.

**Tablo 4.3 Çeşitli Güç Kaynaklarının Yıllık Sabit Fiyatları**

	Birim İnşaat Maliyeti (USD/kW)	Gelişim Oranı (%)			Harcamalar (USD/kW/Yıl)
		Faiz, Amortisman	O&M Maaliyetleri	Toplam	
Doğal Gaz Termik (C/C)	700	11.75	4.5	16.25%	113.8
Doğal Gaz Termik (GT)	500	11.75	5.0	16.75%	83.8
Taş Kömürü Termik(ST)	800	11.75	2.5	14.25%	114.0
Linyit Termik	1600	11.75	3.5	15.25%	244.0
İthal TaşKömürü Termik	1600	11.75	3.5	15.25%	244.0
Genel Hidro	1400	10.23	0.5	10.73%	150.2
Pompalı Hidro	700	10.23	1.0	11.23%	78.6
Nükleer	2400	11.75	3.0	14.75%	354.0

**(3) Yakıt Maaliyetler**

Tahmini yakıt fiyatları 2009 yılında IEA tarafından yayımlanan 2030 yılı tahminlerine göre belirlenmiştir. Aşağıdakiler öngörülen fiyatlardır.

**Tablo 4.4 IEA Öngörüsü**

		2008	2015	2020	2025	2030
Petrol	USD/bbl	97.19	86.67	100.00	107.50	115.00
Doğal Gaz	USD/Mbtu	10.32	10.46	12.10	13.09	14.02
Kömür	USD/tonne	120.59	91.05	104.16	107.12	109.40

Buna göre, 2020 yılında tüm santral türleri için öngörülen yakıt masrafları aşağıdaki şekilde olacaktır.

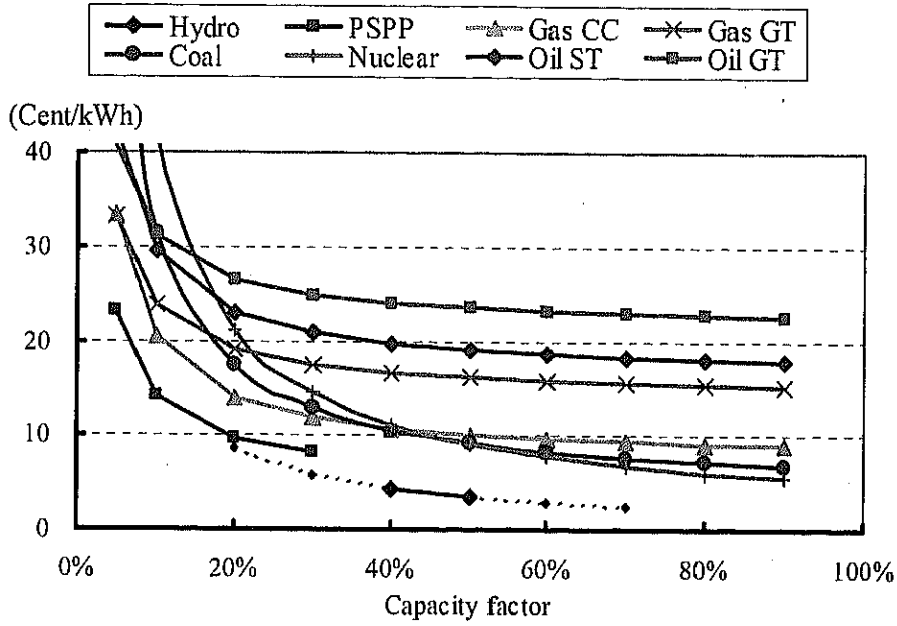
**Tablo 4.5 Yakıt Masrafları**

	IEA Öngörüsü (2020)		Yakıt Fiyatı (Sent/kcal)	Etkisi	Yakıt Masrafı (Sent/kWh)
Petrol ST	100.0 USD/bbl	9600 kcal/kg	7.3	38%	16.5
Petrol ST	Denden	Denden	Denden	29%	21.6
Doğal Gaz C/C	12.10 USD/Mbtu	4.0 kcal/Btu	4.8	55%	7.5
Doğal Gaz GT	Denden	Denden	Denden	29%	14.2
Kömür ST	104.16 USD/ ton	6000 kcal/kg	1.7	41%	3.6

**(4) Güç Üretimi Maaliyetleri**

Yukarıdaki inşaat maliyetleri ve yakıt maliyetleri gözönüne alınarak, 2020 yılında çeşitli santral türleri için güç üretimi maliyetleri aşağıdaki şekilde belirlenmiştir. Su an, pompalı hidro elektrik santrallerinin yakıt maliyetleri, kömür bazlı termik santrallere göre %70 daha verimlidir. Nükleer santrallerin yakıt maliyeti 1 sent/kWh'dir.

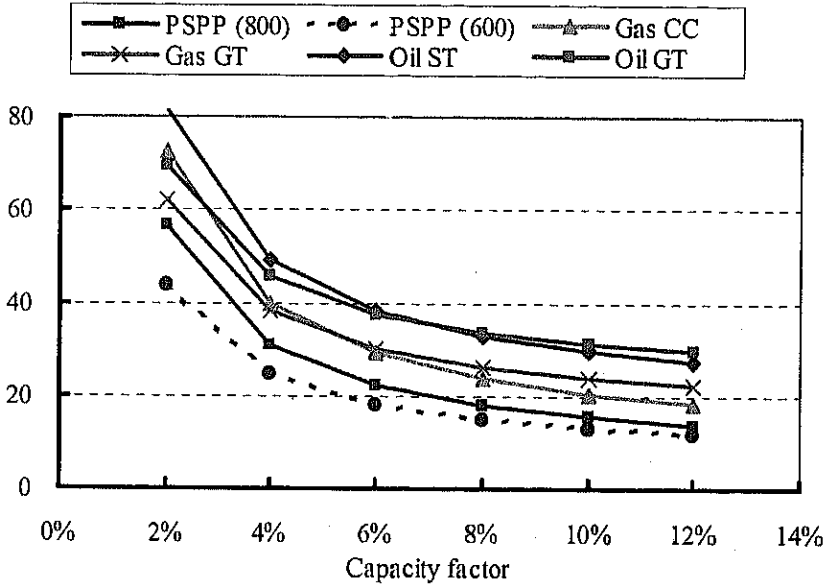




Figür 4.1 Çeşitli Güç Üretimi Maliyetleri

Temel güç kaynağı (güç utilizasyonu %70 üzeri) olması durumunda, yakıt maliyetleri nükleer reaktörlerde en ucuzdur, kömür kullanılan santraller de ekonomik olarak avantajlıdır. Orta güç kaynağı (güç utilizasyonu %30~%60 arası) olması durumunda, hidrolik güç en ekonomik seçimdir. Güç kaynağının güç utilizasyonunun, temel olarak, %40~%50 arasında (4000 saatlik kullanım süresi) olması durumunda hidrolik güç tüm güç kaynaklarından daha ucuzdur, bu durumda ekonomik olarak tercih edilmektedir.

Doruk güç kaynağı (güç utilizasyonu %20) olması durumunda güç üretim masrafları aşağıdaki gibidir.



Figür 4.2 Doruk Güç Kaynakları için Güç Üretimi Maaliyetleri

Güç utilizasyonunun %4 olması durumunda, tüm güç kaynaklarında maaliyet 30 sent/kWh'dır, bu fiyat gayet yüksektir. Pompalı hidrolik güç kaynaklarında, inşaat maaliyetinin 700USD/kW olması durumunda, pompalı hidrolik güç, doruk güç kaynakları için en ucuz seçimlerden biridir. Pompalı hidrolik gücün inşaat maaliyetleri 800USD/kW'dan daha pahalı olsa bile, utlizasyonun düşük (güç utilizasyonu %2'nin altında) olması durumunda Gaz GT güç üretim maliyeti PSPP'den daha ucuz olur.

## 4.2 Arz Talep Sümülasyonunun Oluşturulması

Arz talep simülasyon aracı olarak PDPAT II kullanılmıştır, arz talep simülasyonu oluşturmak için PDPAT II verileri kullanılmıştır.

### 4.2.1 Tahmini Talep

(1) TEIAS tarafından geliştirilen Capacity Projection (Kapasite Tahmini) çalışmasının geleceğe yönelik talep beklentisi

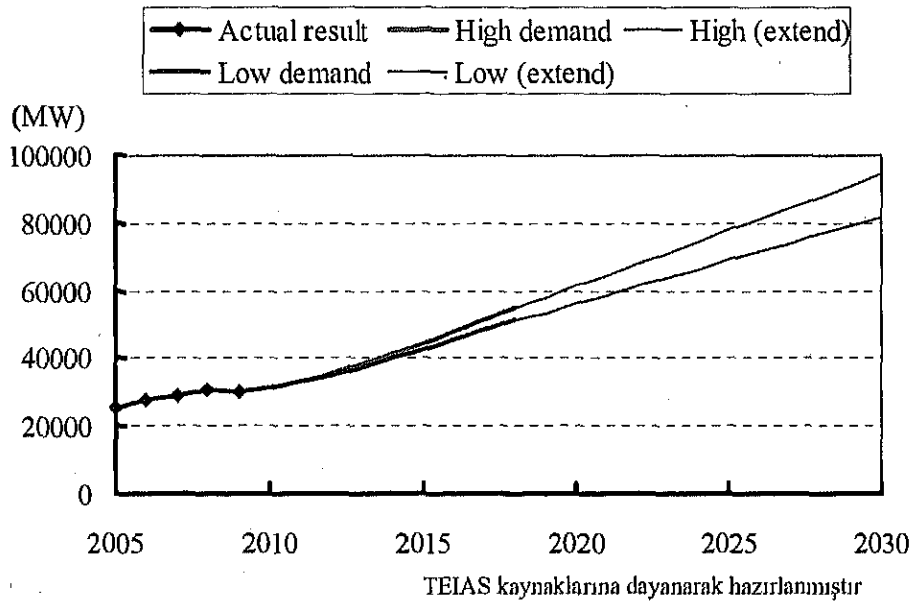
TEIAS tarafından geliştirilen 10-Year Generation Capacity Projection (2009 – 2018) (10 yıllık Üretim Kapasitesi Tamini (2009-2018) raporuna göre, beklenen oran (2018 yılına kadar) Figür 3. 2'de belirtilmiştir.

Buna göre, yıllık yükleme faktörü, High Demand (Çok Talep), Low Demand (Az Talep) olarak, 2009 yılı sonuçlarına göre %74.1 olarak devam edecektir. Buna göre, talep şekil olarak fazla değişmeyecektir.

(2) 2019 Yılı Sonrası Maksimum Güç İhtiyacı

2019 yılı sonrası, tüketim ihtiyacıyla ilgili resmi rakamlar bulunamamıştır.

2019 yılı sonrası hakkındaki bilgiler için, TEIAS Projection (Tahmini) çalışmasının 2018 yılına kadar olan bölümüne bakılıp öngöründe bulunulmuştur, buna göre lineer olacağı tahmin edilen tüketim oranı beklentilerin altındadır. Lineer olacağı tahmin edildiği için, büyüme oranının da doğrusal biçimde artacağı öngörülmektedir.



Figür 4.3 2030 Yılı Tahmini Değerleri

Bu tahminlere göre, 2030 yılı Peak load (Doruk Yüğü), Low Demand Case (Az Talep Durumunda) 80000MW (80GW) olur. Bu araştırmaya göre Base Case (Temel Talep) durumunda, 2030 yılında tüm Türkiye'de yıllık talebinin 80GW olması beklenmektedir, bu yüzden 2030 yılında 80GW üretimi hedefliyoruz. Ayrıca, talebin fazla olduğu High Demand Case (Fazla Talep Durumunda), çalışmanın sonuçları 2030 yılı olarak değil 2025 yılı olarak değerlendirilecektir.

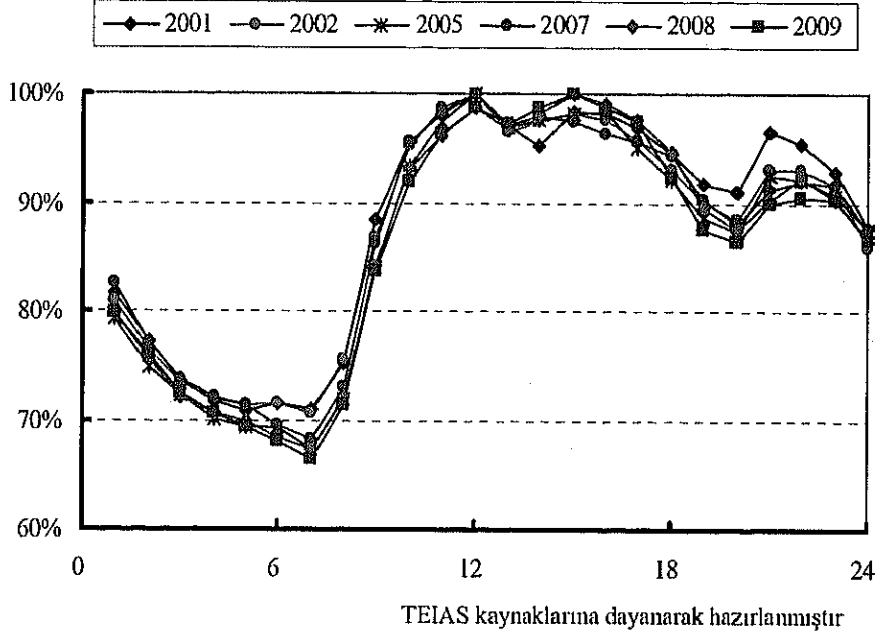
#### 4.2.2 Doruk Güç İhtiyacının Mevcut Durumu ve Geleceği

TEIAS tarafından geliştirilen Capacity Projection (Kapasite Tahmini) raporuna göre, 2018 yılına kadar yıllık yük faktörü sabittir, talep miktarında büyük değişiklik beklenmemektedir. Ancak, son dönemlerdeki trend değişiklikleri gözönünde bulundurulursa, gelişmiş havalandırma teknolojilerinin gelişmesiyle, özellikle yaz mevsiminde talep artış olacağı, uzmanlar tarafından öngörülmektedir.

Bu çalışmalar gözönünde bulundurularak, gelecekteki Doruk Güç talebi değişiklikleri hakkında tahminler yapılmıştır.

##### (1) Yaz Mevsiminde Günlük Güç Talebi Dağılımı Tahmini

2001 yılından 2009 yılına kadar yaz mevsiminde günlük güç kullanımı dağılımı aşağıdaki şekilde olmuştur.



Figür 4.4 Yaz Mevsiminde Günlük Güç Talebi Dağılımı Tahmini

Buna göre güncel talep akımının, aşağıdaki şekilde olacağı söylenebilir. (Artış oranı 2001 yılı ve 2008 yılı arasındaki 7 yıldır)

- En fazla talep saat 12:00'dan 15:00 arasındaki dilimdedir. (Saat 15:00'de talep yıllık %8'dir, saat 12:00'de %7,5 olmaktadır)
- Saat 20:00, 21:00 arası, gece saatleri olduğu için aydınlanma doruğu azalır. (Saat 21:00'deki talep oranı %6,7'dir, tüm zaman dilimleri içinde en düşük orandır. )
- Gece oranı (en az talep/en çok talep) aşağıdaki gibidir. (Talepteki yıllık maksimum oran %8,0, talepteki yıllık minimum oran %6,9'dur)

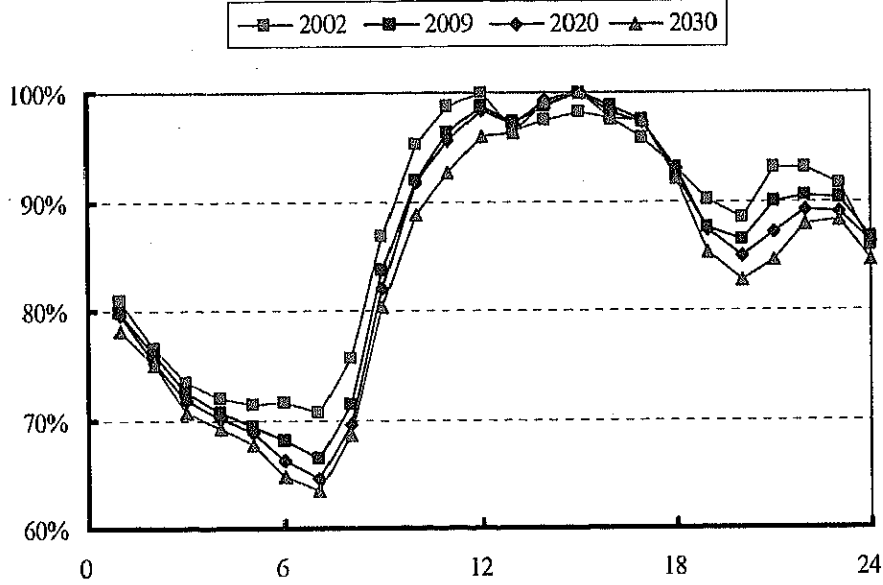
Aşağıda 2001 ile 2008 yılları arası en yüksek talep (saat 15:00) ile en düşük talep (saat 7:00) oranları gösterilmiştir.

**Tablo 4.6 Günlük Maksimum Talep ve Günlük Minimum Talep Oranı**

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Ortalama Artış	
									(MW)	(%)
Maksimum	17839	18427	19680	21484	23457	25945	27962	30482	1806	8.0
Minimum	12876	13280	13991	14934	16079	17650	19569	20511	1091	6.9

TEIAS kaynaklarına dayanarak hazırlanmıştır

Maksimum talep, yıllık ortalama 1806MW'a yükselmiştir, minimum talep, yıllık 1091MW (maksimum talebin yaklaşık %60.4'ü) oranında durmuştur. Tüm saat dilimlerinde, artışın 2001 yılından 2008 yılına kadar olan bölümdeki şekilde, 2030 yılına kadar devam edeceği öngörülürse, 2020 yılından (tahmini talep 56GW) 2030 yılına kadar (tahmini talep 80GW) olan tahmin, aşağıdaki tabloda gösterilmiştir.



TEIAS kaynaklarına dayanarak hazırlanmıştır

**Figür 4.5 2020 Yılından 2030 Yılına Kadar Olan Talep Öngörüsü**

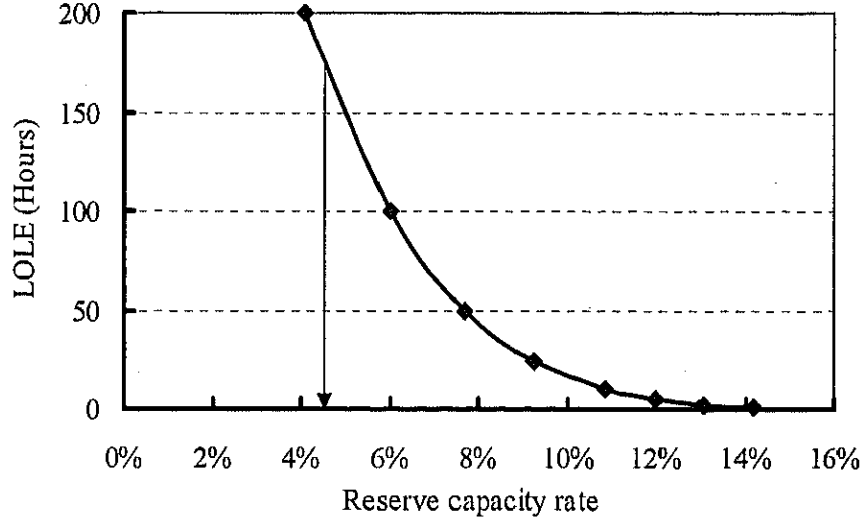
### 4.3 Rezerv Güvenilirliği Tabanlı Doğru Rezerv Oran Çalışması

#### 4.3.1 Temel Çalışma ile İlgili Araştırmalar

2020 yılı (Yaklaşık 56GW talep) beklentilerine göre, LOLE (Loss Of Load Expectation (Yük Kaybı Beklentileri)) ve destek rezerv oranının ilişkisi, yük kaybı beklentileri seviyesi (LOLE) ve doğru rezerv oranının belirlenmiştir.

##### (1) LOLE ve Rezerv Oranı İlişkisi

Yukarıdaki verilere göre, LOLE ve rezerv oranı ilişkisi sonuçları aşağıdaki gibidir.



Figür 4.6 LOLE ve Rezerv Oranı İlişkisi

EIAS'ın 2004 yılı tarihli uzun vadeli planında WASP verileri kullanılarak, rezerv güvenilirliği seviyesi LOLP de %2 olarak belirtilmiştir. Bu LOLE değerlerine göre yıl boyunca 175 saat olur, yukarıdaki paragrafa bakarak, rezerv oranını yaklaşık %4 tutmakta fayda vardır. 2004 yılı çalışmasına göre, güç kaynağı olmadığı zamanlarda, güç fiyatları 1USD/kWh olur.

Diğer ülkelerden örnek vermek gerekirse, Tayland ya da Vietnam'da da, rezerv güvenilirliği olarak LOLE 24 saat devrededir. Türkiye'nin mevcut ekonomik koşullarında, rezerv eksikliği yüzünden oluşacak bir elektrik kesintisi ekonomik aktivitelere büyük bir darbe vuracaktır, güç kaynağı olmadığı durumlarda elektrik fiyatı 1USD/kWh üzerine çıktığı düşünülürse, LOLE 24 saatin altında hedeflenmelidir.

Yukarıdaki görüşler gözönünde bulundurulursa, destek rezerv oranının yaklaşık %9 olarak belirlenmesi gereklidir. Yukarıdaki inceleme sonuçlarına göre, bu çalışma sonucunda gelecekte, destek güvenilirlik oranının %8-%10 rezerv miktarı olması hedeflenmektedir.

#### 4.4 Herbir Enerji Kaynağının Doruk Güç Arz Optimasyonu

Türkiye, günümüzde talebin maksimum zamanlarında, Keban, Karakaya, Atatürk gibi büyük ölçekli rezervuar tip hidrolik güçle enerji üretimi gerçekleştirerek takviye etmektedir. Bundan sonra da yıllık ortalama %7 düzeyinde büyük oranlı talep artışı öngörülmekte, bu artışı takviye edecek doruk arz gücünün temini gerekli olacaktır.

Bu raporda, bundan sonra ihtiyaç artışı öngörülen doruk arz güç ile ilgili destek olanaklı çeşitli enerjilerin hizmete alın olasıklarını değerlendireceğiz.

##### 4.4.1 Doruk Güç İçin Herbir Enerji Kaynağının Değerlendirmesi

###### (1) Doruk Güç İçin Herbir Enerji Kaynağının Özellikleri

Doruk güç için enerji kaynağı olarak, pompajlı suyun enerjisi, mevcut birikmiş su gölünün enerjisinin artışı, yeni birikmiş su gölünün enerjisini geliştirme, düşük yükleme oranlı yakıt enerjisi (GT gibi) geliştirme, başka ülkelerden elektrik alımı vs. düşünülebilir. Bu kaynaklar hakkında herbirinin özellikleri aşağıda verilmiştir. Üstelik doruk güç için enerji kaynağı olarak çalışmaya başladıktan sonra kısa sürede (5 dakika içinde) en fazla çıkışta işleme imkanının ayrıcalığı da enerji kaynağının özelliğidir.

**Tablo 4.7 Doruk güç için herbir enerji kaynağının özellikleri**

	Artılar	Eksiler
Pompajlı su enerjisi	<ul style="list-style-type: none"><li>◆ Sabitleme ederi ucuz</li><li>◆ Gece de frekans kontrolü mümkün</li><li>◆ Büyük miktarda (1000MW üzeri) üretim yapılabilecek yerler fazladır</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>◆ Çalışılacak saatlerde su miktarında sınırlama vardır.</li><li>◆ Suyun pompaj gücü gerekir</li></ul>
Mevcut suyun enerjisinden yararlanma	<ul style="list-style-type: none"><li>◆ Yakıt gideri yok</li><li>◆ Santralin enerji miktarının artırılması olasıdır</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>◆ Sabitleme ederi pahalı</li><li>◆ İnşaat süresince suyun azalmasından dolayı mevcut su enerjisinin kullanım sınırı olabilir.</li></ul>
Yeni birikmiş suyun enerjisinden yararlanma	<ul style="list-style-type: none"><li>◆ Yakıt gideri yok</li><li>◆ Santralin enerji miktarı bğyğk oranlarda çoğalabilir.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>◆ Sabitleme ederi pahalı(mevcut su enerjisinden de daha pahalı)</li><li>◆ Büyük miktarda ekonomik olarak geliştirilmiştir.</li></ul>
Gaz Tribünü (GT)	<ul style="list-style-type: none"><li>◆ Her daim işletilebilir</li><li>◆ Sabitleme ederi ucuz</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>◆ Yakıt gideri pahalı</li></ul>
Başka ülkelerden enerji alma	<ul style="list-style-type: none"><li>◆ Özel santral inşa etmek gerekmez (iletim hattıyla iş halledir)</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>◆ Alınacak miktar ve fiyat karşı ülkenin durumuna bağlıdır.</li></ul>

###### (2) Mevcut suyun enerjisinden yararlanma fizibilitesi

Mevcut suyun enerjisinin artırılması, yeni birikmiş suyu kullanmak hususunda ne derecede inşaat yapılırsa doruk güç ihtiyacını karşılamak mümkün olacaktır hesapladık.(ekonomiklik verisi için bakınız 4.1)

###### (a) Mevcut suyun enerjisinin artırılması

Mevcut suyun enerjisinin artırılması için GT'nin gelişiminin durdurulması gerekir. Ancak mevcut santrali işletilebilir saatleri ve miktarları değişeceğinden yakıt giderini azaltmak aslen imkansız gibidir.

Mevcut suyun enerjisini arttırırken gerekli yıllık para geliştirmesi durdurulan GT'nin yıllık değerinden düşük olacağından daha ekonomik olacaktır. GT inşaatında yıllık oran 16.75% iken, yıllık gider 83.8USD/kW/year olacaktır. Genel suyun gücünün yıllar sayısı GT'den uzun olacağından yıllık gider oranı 10.73% ile GT'den düşüktür.

$$(83.8\text{USD}/\text{kW}/\text{Yıl}/10.73\% = \text{Yaklaşık } 780\text{USD}/\text{kW})$$

(b) Yeni birikmiş suyun enerjisinden yararlanma

500MW birikmiş su enerjisini yeni planlamalar da geliştirmek düşünülebilir. Yıllık kullanım oranı 10%'dur. Bu durumda yıllık elektrik miktarı 438GWh artmıştır( $500\text{MW} \times 8760\text{saat} \times 10\%$ ).

GT'nin geliştirmesinin durmasından elde edilecek sabitleme ederini de gider hanesinin eksisine ekleyince yıllık üretim miktarı yakıt miktarının ederini azaltacaktır. GT yakıt ederi 14.2Cent/kWh, CC 7.5Cent/kWh olmasına karşılık ortalama eder 10.8Cent/kWh olur. Bu yakıt giderini azaltmak için düşünülünce Break Even olan inşaatlar da bina fiyatı 1660USD/kW istiyorlar.

$$(\text{yaklaşık } 780\text{USD}/\text{kW} + 10.8\text{Cent}/\text{kWh} \times 438\text{GWh}/10.73\%/500\text{MW} = \text{Yaklaşık } 1660\text{USD}/\text{kW})$$

Yeni üretime göre geliştirme birikmiş suyun enerjisi yıllık kullanım oranı yüksek olduğunda yakıtın tüketimi de artacağından Break Even olacaktır. Kullanım miktarı artıp 20% olduğunda 2540USD/kW kullanım oranı 30% olduğunda 3430USD/kW olur.

#### 4.4.2 Doruk güç enerji kaynağı olarak birikmiş suyun enerjisini üretme imkanı değerlendirme

##### (1) Mevcut suyun enerjisini arttırarak doruk güç arzının geliştirilmesi

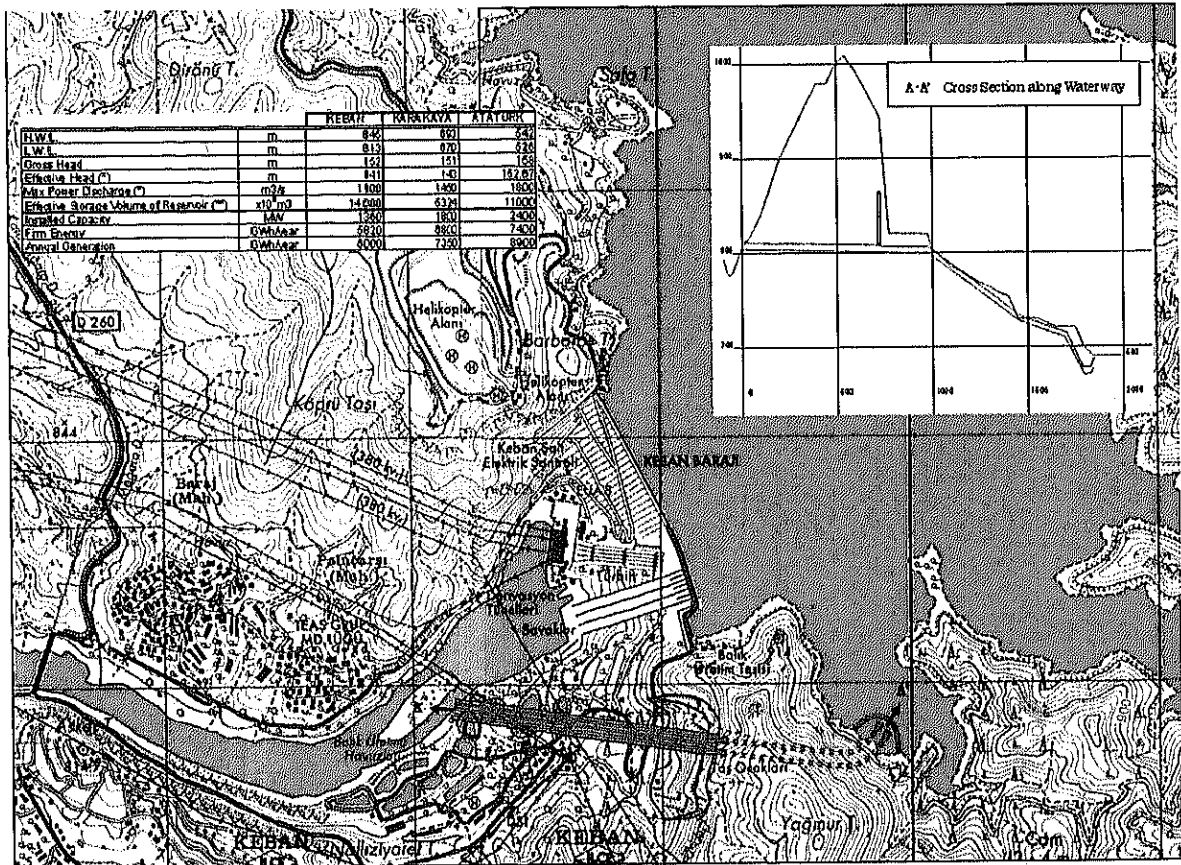
Keban barajı ve Karakaya barajının santrallerinin bina kullanım oranı 40% olup, orta seviye kullanılacak olduğundan gelecekteki doruk güç ihtiyacının çoğalması ve beraberinde bina artışı olması mümkündür.

Dahası, arttırmanın mümkün olduğu incelemesine göre tüm suyun kullanılabilmesi simülasyonu yapılır. Pompajlı su barajı içinde aynı şartlar geçerli olup yerküre şekli dikkate alınarak incelemeler yaptırın. Yeryüzü şeklinin kalitesine göre çevre açısından değerlendirme yapılır. Özellikle seçilen genişletme tarifinde ekonomiklik de kısaca ele alınır.

##### (a) Yerinde incelemelerin sonuçları ve değerlendirme sonuçları

Fizibilite sonuçları için, yerinde araştırma takımı genişletmeyle çevreci toplum tepkilerinin olmayacağını teyiti ile birlikte sol tarafın yüzey kalitesi olarak daha öncelikli olduğunu teyit ettik.

Fizibilite çalışması sonunda, EIE'den en yeni 1:25,000 topografik haritayı temin ederek, mevcut baraj ve üretim ünitesinin yeri ve yüzeyin şeklinin incelenmesiyle sol kıyının önerisinin Layout raporunu oluşturduk. Bu sonucu genişletme projesi önerisi Figür 4. 7'de görmek mümkündür.



Figür 4.7 Keban Hidro Elektrik Santrali Genişletme Projesi

##### (b) Genişletme Miktarının Araştırılması

Sol kıyı önerisine göre, genişletme planında, rezervuar işletim su seviyesi, salınan su seviyesi, geçerli düşüş, tek ünite kapasitelerini, tamamı mevcut kurulu hidro elektrik santrali ile aynı tutup, ünite sayısını değiştirilmesi (2,4,6,8 adet) durumunda yaklaşık yapım bedeli ve genel ana hidrolik



(sistem için doruk devamlılık süresini 7 saat belirledik.) hesaplandı. Ayrıca, mevcut santraldeki su kaybı olmadan genişletmeyle birlikte üretilen enerji miktarının artışı olmaz.

Araştırma önkoşulları şu şekilde sıralanabilir.

**Tablo 4.8 Keban Santrali Genişletme Projesi Araştırma Koşulları**

Madde	Araştırma Koşulu
Ünite Maksimum Çıkışı	183MW
Ünite Maks. Su Kullanım Miktarı	135m <sup>3</sup> /s
Brüt düşüş	152m
Geçerli düşüş	145m
İşlem Koşulu	Mevcut, Artan ile 1 Günde 7 Saat tam kapasite çalışmayı 1 sene sürdürmek(Tüm üniteler doruk çalışırılık durumunda)
Mevcut Ünite Sayısı	8 Ünite
Artan Ünite Sayısı	2, 4, 6, 8 Ünite

Su seviyesi simülasyon sonucu ile PDPAT II hesap sonuçlarına göre, 6 üniteye kadar büyük bir güçlük olmadan ilave yapılması mümkün diye saptadık. 2, 4, 6, 8 Ünite ilave durumunda tahmini yapım maliyetleri hesaplanıldığında. 2 Ünite ilave durumunda, kW başına yapım fiyatı, pompalı hidro elektrik santrali ile hemen hemen aynı düzeyde 727 USD/kW olup, ilave ünite sayısının artması ile beraber yapım fiyatı düşerek, 8 ünite ilave edilmesi durumunda 543 USD/kW oldu.

## (2) Mevcut Hidrolik Rezervuarın Gelişim İmkanı

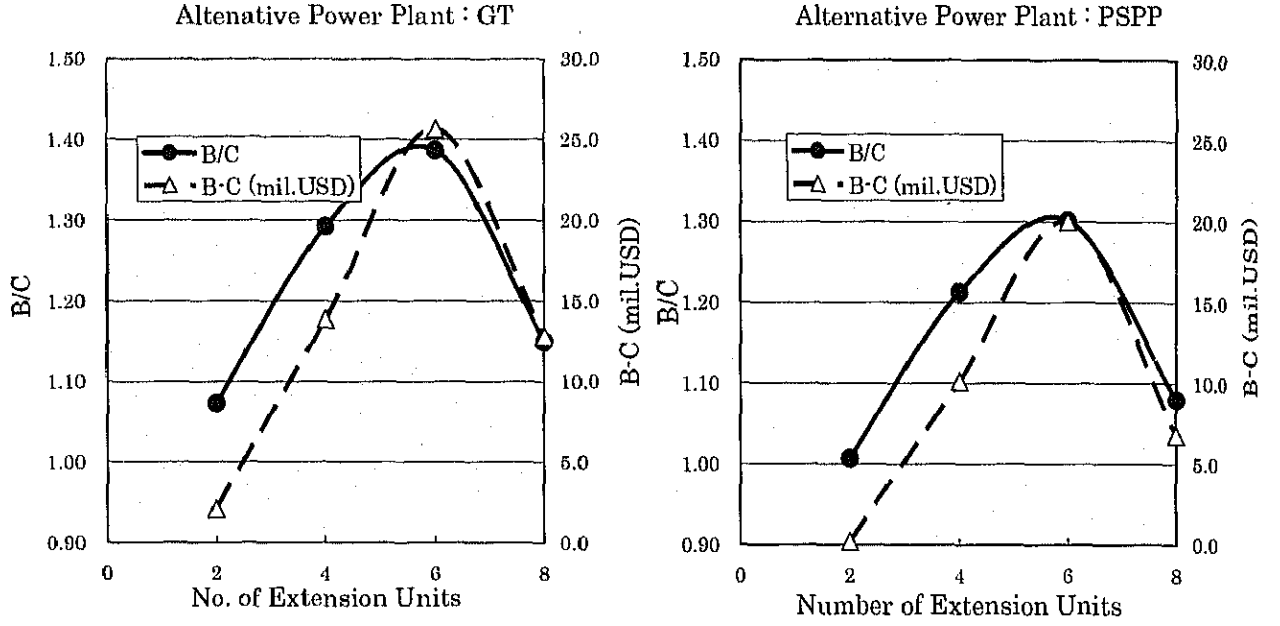
Yukarıda yazılı tüm genişletme planlarının, tahmini yapım maliyetine dayanarak, gaz türbini termal elektrik ve pompalı hidrolik elektrik santralini alternatif güç olarak B/C yöntemine dayanan ekonomik değerlendirmesi yapıldı. Alternatif gücün yapım maliyeti 4.2 bölümde yazılı olan değerler kullanıldı. Ekonomik hesap sonucunu (B/C, B-C) Tablo 4.9 da görülmektedir.

Alternatif güç, gaz türbini termal elektrik, pompalı hidrolikten biri olması durumunda, ilave ünite 2 adet olursa, B/C oranı 1 'i çok az geçmekte olup, Keban'ın genişletme planını ekonomik değildir fakat, ilave ünite 4 üniteden fazla olması durumunda, B/C oranı 1.2 'yi geçerek, diğer maksimum güç kaynaklarıyla kıyaslandığında oldukça ekonomik denilebilir. Fakat, ilave ünite 8 adet olunca sistem işletiminde beklenebilecek arz gücü, ek donanım miktarının yalnızca %80'i düzeyinde kalacağından, B/Coranı 1.2 'nin altında olur.

6 Ünite genişletme planı, (Ek kapasite boyutu 1,098MW) en ekonomik olandır fakat, sistem işletiminde gerekli dönem 2030 yılı sonrasındır.

**Tablo 4.9 Ekonomik Hasap (B/C, B-C) Sonucu**

Number of Extension Units			2	4	6	8
Total Extension Capacity (MW)			366	732	1,098	1,464
Supply Capacity (MW)			366	732	1,098	1,171
Unit Costs (USD/kW)			727	604	563	543
Alternative Power Source	Gas Turbine	B/C	1.07	1.29	1.39	1.15
		B-C (mil.USD)	2.1	13.9	25.6	12.8
	PSPP	B/C	1.01	1.21	1.30	1.08
		B-C (mil.USD)	0.2	10.1	20.0	6.8



Figür 4.8 İlave Ünite Sayısı ile B/C, B-C İlişkisi

#### 4.4.3 Diğer ülkelerden Elektrik Alımı Olasılıkları

Avrupa sistemi ile bağlantıya göre Türkiye sisteminin bağlantısıyla Türkiye sisteminde arz güvenilirliğini artırıp, yakıtın açık yanması azalacağı bir gerçektir. Diğer taraftan, bağlantı sisteminde bağlantı miktarına göre öngörüldüğü kadar sonuç alınmadığı durumlar da olabilir.

2008'deki ENTSO-E verisi ile Türkiye sistemi ilişkilendirildi, Bulgaristan, elektrik ihraç fazlası (5,324GWh) sahibidir. Ancak Yunanistan, ithalat fazlasına (5,706GWh) sahiptir.

Tablo 4.10 Yunanistan ve Bulgaristan karşılaştırması

(Birim : GWh)

Yunanistan			Bulgaristan		
Karşı Ülke	Elektrik alım	Elektrik Satım	Karşı Ülke	Elektrik alım	Elektrik satım
Bulgaristan	4,628	-	Yunanistan	-	4,628
Makedonya	1,189	-	Makedonya	-	1,142
İtalya	1,758	181	Romanya	3,095	268
Türkiye	-	30	Yugoslavya	1	2,382
Ermenistan	-	1,658	-	-	-
Toplam	7,575	1,869	Toplam	3,096	8,420

Diğer taraftan, Bulgaristan ve Makedonya'dan Yunanistan'a doğru bağlantı hattının yıllık kullanımı 80%'i aşan yoğun bir hatlıdır.

Bu nedenle, Türkiye sisteminde doruk güç için gerekli olan yedek enerji alınıp alınamayacağı doruk güç ihtiyaç olduğunda bağlantı hatlarının yoğunluğuna göre belli olacaktır.

## 4.5 2030 Yılındaki Güç Yapısının Öngörüsü

2030 yılına ulaşıldığında, tahmin edilen 80GW'lık talep oranını karşılamak için, önce doruk güç optimum seviyeye taşınacaktır. Ardından, gerekli olan doruk güç desteği, pompalı hidro elektrikle optimum seviyeye ulaştırılacaktır.

Talebin, beklenenden fazla olması durumunda, öngörü 2030 yılında önce bir dönemle, talebin beklentiden az olması durumunda, 2030 yılından sonraki dönemde, işleme girecektir.

### 4.5.1 Doruk Güç Desteği Gerekliklik Çalışması

#### (1) Gaz Tribünlü Termik Santral ve Kombine Çevrim Termik Santral Karşılaştırması

Doruk güç desteği olan, ekonomik olarak pahalı gaz tribünlü termik santral ve orta güç desteği olan, ekonomik olarak pahalı kombine çevrim termik santral karşılaştırıldığında, doruk güç desteğinin gerekli olduğu görülmüştür.

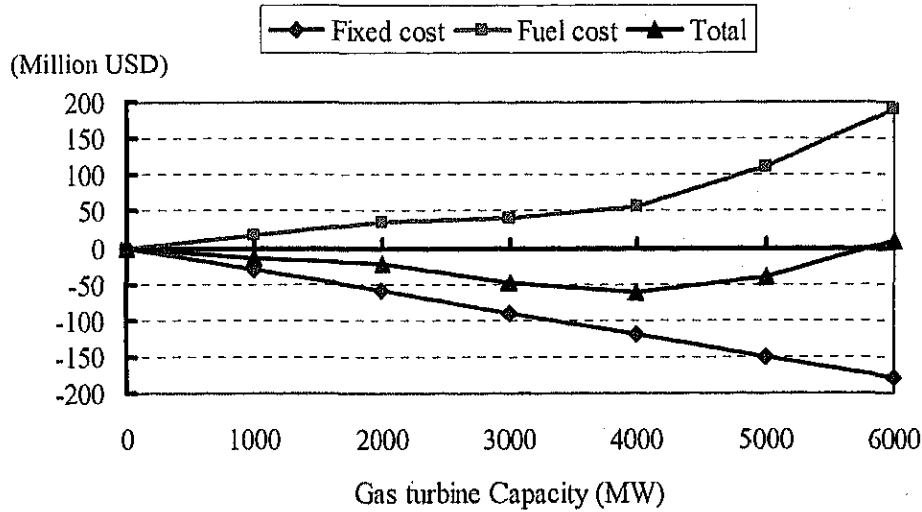
İki sisteminde ekonomik boyutları aşağıda belirtilmiştir. İki santral türünde de yakıt olarak doğal gaz kullanılmaktadır, yakıt fiyatları aynı olsa da, etkin kullanım arasında büyük farklılıklar vardır.

**Tablo 4.11 Gaz Tribünlü Termik Santral ve Kombine Çevrim Termik Santralin Ekonomik Olarak Karşılaştırması**

	İnşaat Masrafı	Yıllık Sabit Fiyat	Yatı Masrafı
Gaz Tribünlü (GT)	500 USD/kW	83.8 USD/kW/ yıl	14.2 Sent/kWh
Kombine çevrim (CC)	700 USD/kW	113.8 USD/kW/ yıl	7.5 Sent/kWh

CC ile kıyaslandığında düşük üretim maliyetli GT'nin, yıllık sabit harcamaları da ucuzdur ancak yeterince verimli olmadığı için yakıt maliyeti yüksektir.

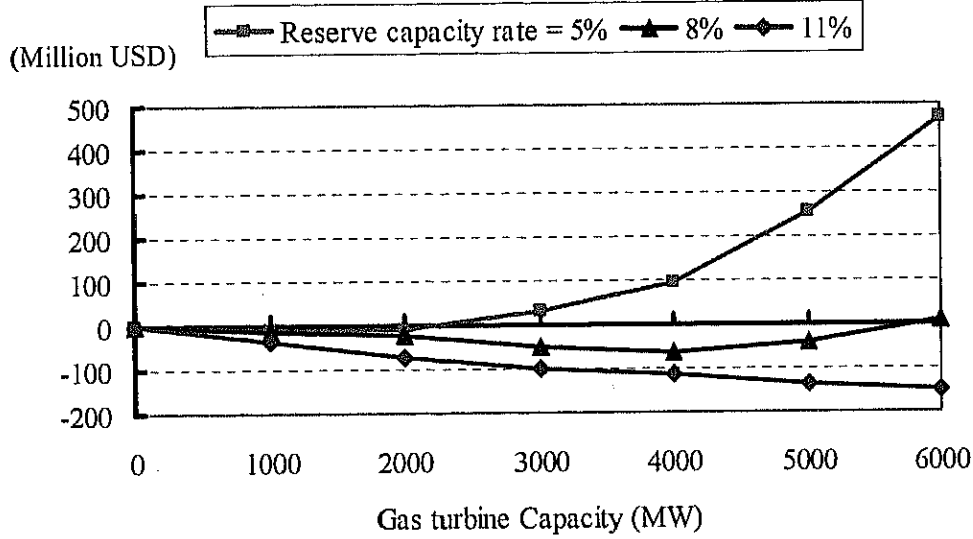
Hesaplar aşağıdaki gibidir. Destek güvenilirliği seviyesi olarak, destek rezerv aralığının maksimum talebinin %8 civarında kabul edilmesi gerekir. (LOLE değeri 5 ila 10 saat arasında)



**Figür 4.9 Gaz Tribünlü Termik Santral ve Kombine Çevrim Termik Santralin Ekonomik Olarak Karşılaştırması**

Doruk güç kaynağı olarak, GT'nin malzeme oranı fazladır, aynı miktarda CC'nin malzeme miktarı daha azdır, GT'nin yıllık masrafları CC'ye göre daha ucuzdur, 100MW için 30 milyon dolar fark vardır. Ayrıca, GT'nin, CC'ye göre yakıt masrafları daha pahalı olduğundan ve genel olarak GT'nin malzeme maliyetleri fazla olduğundan, yakıt maliyetleri de fazladır. Ancak, girişi çok da fazla olmayan bölgelerde (4000MW ve altı), yakıt masrafları o kadar yükselmez.

Doruk güç kapasitesinin ekonomik kullanımı, destek güvenilirliği seviyelerinin büyüklüğüne bağlıdır. Yukarıdaki incelemede, destek güvenilirliği oranının çeşitlilik gösterdiği durumlardaki sonuçlar aşağıdaki gibidir.



**Figür 4. 10 Destek Rezerv Oranı Değişimlerine Göre Doruk Destek Kapasitesinin Ekonomik Değişiklikleri**

Destek rezerv oranı azalışı %5 (LOLE değeri yaklaşık 50 saat) olduğunda, doruk güç kapasitesinin optimal üretim oranı 2000MW'ın altına düşer. Diğer yandan, destek rezerv oranı artışı %11 (LOLE değeri 1 saatten az) olduğunda, doruk güç kapasitesinin optimal üretim oranı 6000MW'ın üzerine çıkar.

Buna, doruk destek kapasitesi olan GT'nin gerçek üretim miktarı da dahildir. Destek rezerv oranı azaldığında, GT'nin giriş miktarı az seviyede olsa bile yakıt masrafları fazl olan GT'nin operasyon ihtimalleri artacağından, yakıt masrafları artan GT'nin avantajları belirgin bir biçimde azalır. Diğer yandan, destek rezerv oranı artarsa, GT'nin giriş miktarı fazla olsa bile GT'nin operasyon fırsatı pek olmaz, yakıt masraflarını arttırmamak için sabir fiyatları düşük olan GT daha avantajlıdır.

Bunun sonucunda, doruk destek kapasitesi olan GT'nin optimal üretim miktarı destek güvenilirliğinin seviyesini artırır, ancak uygun destek güvenilirliği seviyesi (destek rezerv oranı %8) sağlandığında, doruk güç kapasitesi olan GT'nin optimal üretimi yaklaşık 4000MW olur.

#### 4.5.2 Pompalı Hidro Elektrik Santrallerin Gereklilik Çalışması (Temel Durum Tabanlı)

##### (1) Pompalı Hidro Elektrik Santrallerin Gölet Kapasitesi Çalışması

Pompalı Hidro Elektrik Santrallerinin gereklilikleri çalışması öncesi, pompalı hidro elektrik santrallerin gölet kapasitesi üzerinde çalışılmıştır. Su gücü için gerekli olan gölet kapasitesi (aktif depolama kapasitesi) birimi genelde m<sup>3</sup> olarak belirtilir, burada, pompalı hidro elektrik santralin

maksimum seviyede sürekli olarak çalışması durumunda, çalışma sürekliliği zaman olarak belirtilmiştir.

Genel olarak gölet kapasitesi büyüdükçe, doğal olarak barajın yüksekliğinde artması gerekir. Bu yüzden, inşaat masrafları çok yüksektir, eğer çok fazla verim beklentisi yoksa, göletin kapasitesini arttırmak pek avantajlı değildir.

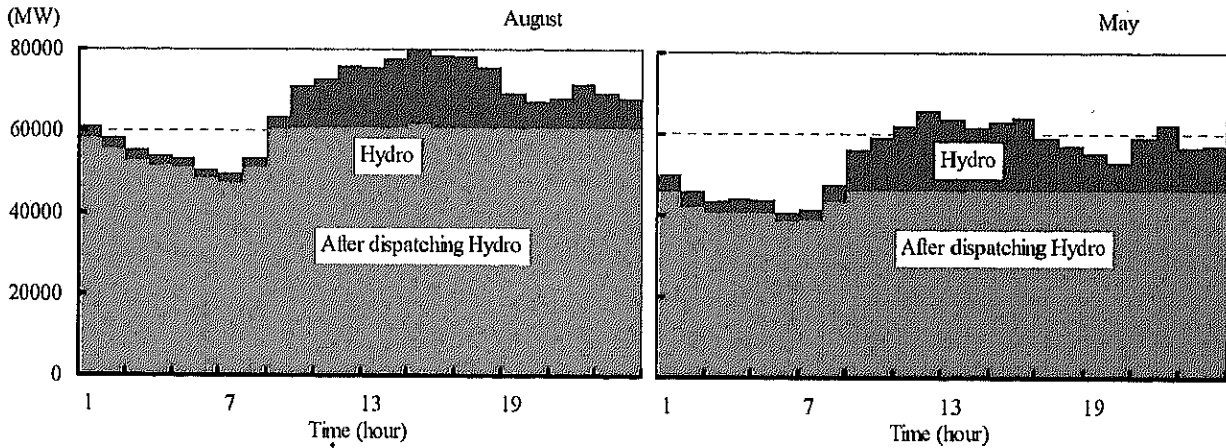
Termik santraller durumunda, eğer sınırsız yakıt temini mümkün olursa, güç kaynağı ve üretim oranı hidro elektrik santrallerle aynıdır ama hidro elektrik santrallerde göletin ve nehrin akış hızını ayarlayarak günlük akış oranı sınırlanabilir. (Pompa hidro elektrik santraller için, baraj üzerinden akan nehrin iç akışı çok az olduğundan, göletin kapasitesi baraj üzerindedir.)

(a) Gerçekçi Şartlara Yönelik Tahminler

Önceki çalışmada, genel hidro elektrik santrallere uymayan şartlar incelenmişti, tahminlere göre, gerçekte Türkiye'ye hidro elektrik santraller daha uygundur. Genel hidro elektrik santrallerin yakıt masrafları olmadığından en yüksek ihtiyaç şartlarına uyan en ekonomik üretim şeklidir.

Türkiye'deki büyük çaplı (50MW ve üstü) genel hidro elektrik santrallerin çoğu, ihtiyacın büyük bölümünü sadece gündüz çalışarak karşılamaktadır, talebin az olduğu akşam saatlerinde çalışmamaktadır. Buna göre, ihtiyacın doruk miktarını çoğunlukla genel hidro elektrik santrallerden temin etmek mümkün görünmektedir.

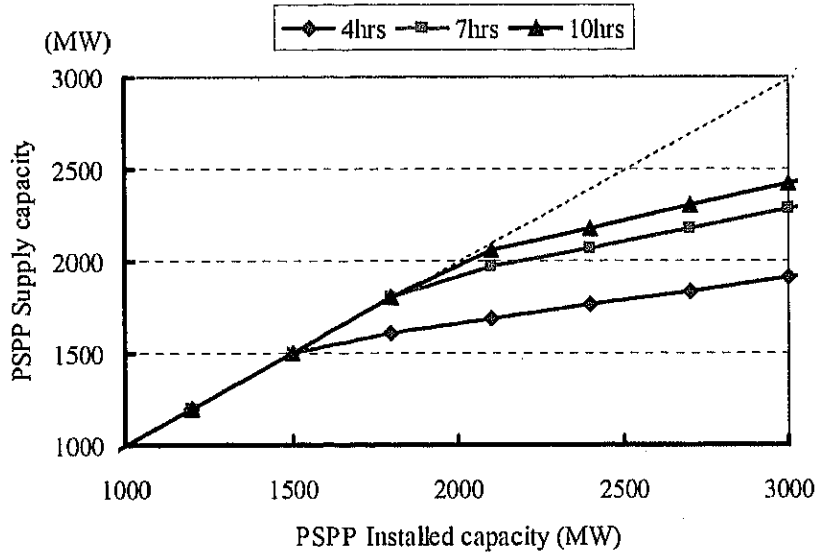
Yukarıdaki şartlar değerlendirildiğinde, aşağıdaki sonuçlar elde edilmiştir.



Figür 4. 11 Genel Hidro Elektrik Santrallerin Talep Örnekleri

Talebin doruk seviyeye ulaştığı saatlerde genel hidro elektrik santrallerin talebi karşılaması düz bir hal alır. Talebin en yüksek olduğu Ağustos ayında, saat 3:00'de 1 saatlik süre boyunca doruk talebe ulaşılır ama, maksimum talebin düşük olduğu Mayıs ayında, saat 9:00'dan saat 24:00'e kadar talep miktarı düzdür.

2030 yılı (talep oranı 80GW) sisteminde, pompa hidro elektrik santrallerin oranıyla, Ağustos ayındaki pompa hidro elektrik santrali güç kaynağı ilişkisi aşağıdaki gibidir.



Figür 4. 12 Pompalı Hidro Elektrik Santrali Adedi ve Güç Temini İlişkisi

Gölet kapasitesi (saat), 4 saat, 7 saat, 10 saat olmak üzere 3 gruba ayrılmaktadır. Sonuç olarak, pompalı hidro elektrik santral tesislerinin oranı 1500MW'tan az olursa, hangi şartla olursa olsun tesislerin sayısının Ağustos ayı güç oranıyla aynı olması gerekir. Pompalı Hidro Elektrik Santral tesislerinin miktarının 1800MW olması durumunda, gölet kapasitesi (saat) 7 saatin üzerinde olursa, tesislerin miktarı ve güç kaynağı uyumlu olur ama, gölet kapasitesi 4 saatten fazla değilse güç kaynağının azalması beklenir. Pompalı hidro elektrik santral tesislerinin oranı 2100MW ya da daha fazla olursa, 7 saat üzerinde gölet kapasitesi olsa bile, güç kaynağı üretime uymaz, gölet kapasitesi 7 saatle 10 saat arasındaki fark azdır.

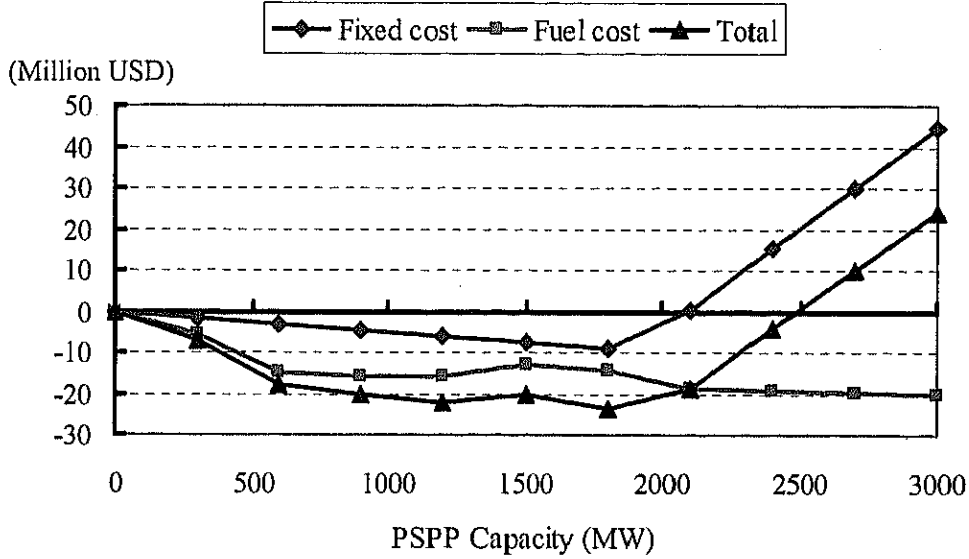
(b) Sonuç

Yukarıda belirtildiği şekilde, gölet kapasitesi 6-7 saat kadar olursa artış olur ve uygun güç desteği artışı olması sonucunda, 7 saatten fazla kapasitede etki fazla büyük olmaz. Bu yüzden, yatırım etkinliği düşünüldüğünde, gölet boyutunun 7 saat olarak kabul edilmesi düşünülmektedir.

(2) Pompalı Hidrolik Santrallerin Optimum Gereklilikleri Çalışması

Bölümünde gösterilen çalışmada, doruk güç desteği içerik gelişimi genel hidrolik santrallere ek olarak, pompalı hidro elektrik santraller ve gaz tribünlü termik santrallerde 4000MW güç gerekli olduğunu gösteren sonuçlar elde edilmiştir.

Burada, doruk güç kaynağı olarak gerekli olan 4000MW'ın dağılımında hidro elektrik ile doğal gazlı tribünden hangisinin daha ekonomik olacağı incelenmiştir. Pompalı hidro elektrik gücün üretim oranı arttığında, tüm sistemin nasıl değişeceği aşağıda belirtilmiştir. Masraflar, pompalı hidro elektrik gücün üretimine dahil edilmemiştir, durumlar arasındaki farklılıklar incelenmiştir. Pompalı hidrolik gücün üretiminde, temel olarak aynı kapasitedeki gaz tribünlerinin üretim oranı ele alınmış, tüm durumlar için destek rezerv oranı sabit (%8) tutulmuştur.



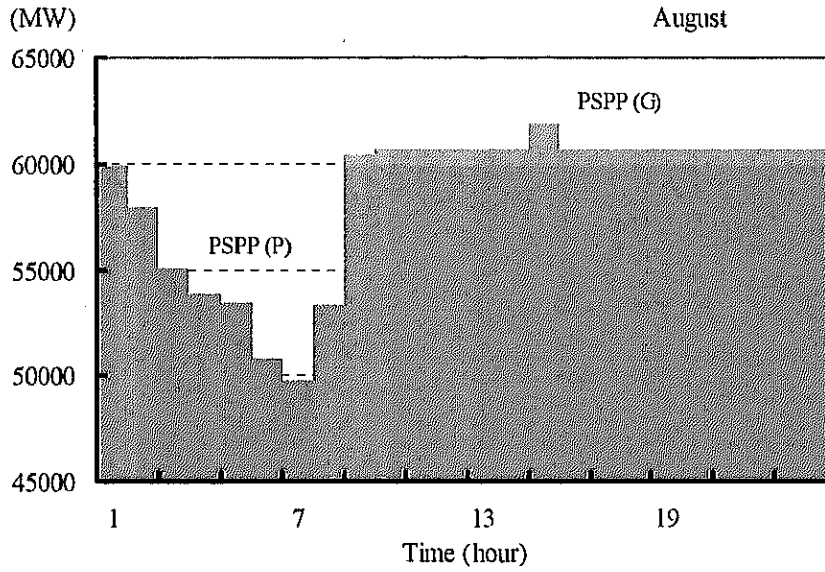
Figür 4. 13 Pompalı Hidro Elektrik Santrali Optimum Gereklilikleri

(a) Sabit Masraflar

Pompalı hidro elektrik santralin üretim miktarı arttığında, aynı miktardaki GT'nin üretim miktarı azalır. Yıllık sabit masraflar, pompalı hidro elektrik santral için 78.6 USD/kW/yıl, GT için 83.8 USD/kW/yıl olduğundan, pompalı hidro elektrik santralin üretim miktarı arttıkça, yıllık sabit fiyatlar yavaş yavaş (her 1000MW için 5.2 milyon dolar) artış gösterir. Bu durum pompalı hidro elektrik santral üretim oranı 1800MW değerine kadar devam eder. Ancak, 1800MW üzerinde üretim olduğunda, üretim oranı ve güç desteğini eş değerde tutmak için, pompalı hidro elektrik santralin üretim oranıyla aynı oranda GT üretim oranı düşürülürse, güç kaynağı yetmez, verilen destek rezerv oranı sağlanamaz. (Bu sezon için) Verilen destek rezerv oranını sağlamak ve pompalı hidro elektrik santrali üretimini mümkün kılmak için GT'nin üretim oranının azalışının, sabit fiyatların artışıyla uyumlu olması gerekir. Özellikle, pompalı hidro elektrik santrallerinin üretim oranı 1800MW ise, GT'nin üretim oranının artışı aynı miktarda yani 1800MW olsa bile, verilen destek rezerv oranı sağlanabilir ama, pompalı hidro elektrik santral üretim oranı 1200MW olduğunda, verilen destek rezerv oranının sağlanması için, GT'nin üretim oranı azalışının 1967MW'da kontrol edilmesi gerekir.

1800MW üzerindeki üretim gerçekleştiğinde üretim oranı ve güç desteğinin uymamasının sebeplerinin aşağıdaki gibi olduğu kabul edilmektedir.

Pompalı hidro elektrik santrali 2100MW üretim yaptığında, talep aşağıdaki şekilde gerçekleşir.



**Figür 4.14 Pompalı Hidro Elektrik Santrallerin Talep Göstergesi**

Genel hidro elektrik santralin talep şekli, 15 saatlik 9:00 ile 24:00 arasındaki dilimde neredeyse düz bir şekilde seyrettiğinden, pompalı hidro elektrik santralin üretim miktarı arttığında santralin hizmet süresi 16 saate çıkar. Diğer yandan, pompalı hidro elektrik santralin gölet kapasitesinin maksimum çıkış kapasitesi sadece 7 saat olduğu için, tüm süre boyunca maksimum çıkışta tepki veremeyeceğinden, çıkışın düşürülmesi gerekmektedir.

**(b) Yakıt Masrafları**

Pompalı hidro elektrik santrallerde üretim oranı arttıkça, yakıt masrafı azalır. Pompalı hidro elektrik santrallerin tanımında, gece ucuzlayan pompalama gücü için etkili bir biçimde kullanılabilir. Ancak bu, yaklaşım pompalı hidro elektrik santralin üretim miktarı 600MW seviyesinde olduğunda ve bunun üzerinde pompalı hidro elektrik gücü üretimi olduğunda düz kalır.

**(c) Genel Harcamalar**

Sabit masraflar ve yakıt masraflarının toplamına baktığımızda, pompalı hidro elektrik güç üretimi birimi 1800MW'a kadar düzenli olarak artar. Ancak, pompalı hidro elektrik santralin üretimi artarken, sabit fiyatlar artmaya da devam eder, bu da tüm harcamaları belirgin bir biçimde artırır. Bu harcamaları, karşılayamama durumunda, destek harcamaları devreye girer.

Çevresel şartlara bakıldığında, pompalı hidro elektrik üretimine geçildiğinde, termik santraller gibi etkili çalışma planı mümkün olur, bu sayede CO<sub>2</sub> emisyonlarında da azalma görülür.

Bu şekilde ekonomik şartlar ve çevresel ortam beraber gözönüne alındığında, doruk güç kapasitesinin optimum üretim oranı için gerekli 4000MW'ın, 1800MW'ı pompalı hidro elektrik santrallerinden sağlandığında optimal değere ulaşılır.



#### 4.5.3 Risk Değerlendirmesi

Pompajlı su enerjisinin avantajı, yedekleme yapabilme, günlük talep durumu, ünite yapısı ile yakıt fiyatları gibi dış faktörlerden oldukça etkilenir. Öte yandan, inşaat süresi uzun olup, geliştirme kararı verildikten sonra faaliyete geçmesi için 10 yıldan fazla gerekmektedir. Bu nedenle inşaat sırasında şartların değişmesi yüzünden en başta hesaplanan avantajların azalması gibi riskler vardır.

Bu şekildeki dış etmenlerden kaynaklanan riskler aşağıda sıralanmıştır.

- İhtiyaç artışında ünitelerin tamamının çalışması ile doruk güç gerekliliği karşılanabilir.
- DSM gibi olumlu gelişmelerde, ihtiyaç durumuna bakılmaksızın ünite miktarı ile aynı oranda arz güç beklenemez.
- Pompajlı su kullanma gücü olarak beklenen enerji kaynağı geliştirilemeyebilir.
- Doruk güç için birikmiş su gücünden geliştirme olumlu olarak ilerleyebilirken, pompajlı su enerjisinin karşılaştırmalı fiyatı daha düşüktür.

Pompajlı su enerjisinin geliştiricileri, geliştirme niyetinde olup, bu risklere karşılık aşmaları gereken engelleri bilmeliler. Ancak, geliştiricilerin işbirliğiyle bu sorunları ortadan kaldıracılabilmeleri değil sorunlar ortaya çıktıkça minimum zararlarla çözümlenmek yönünde hazırlıklarını yapmaları şarttır.

Bir aşama olarak, şartların değişimine göre çalışma başlama zamanını ertelemek düşünülebilir. Tam anlamıyla inşaat yapımının başlama öncesi aşamada bulunduğu takdirde henüz fazla bir masraf yapılmamışken zararın az olduğu bir aşamadan dönemk mümkün olabilir. Fakat, pompajlı su enerjisi için ünitelerin yapımı pahallı olduğundan inşaat yapımına başladıktan sonra faaliyete geçene kadarki süreyi geciktirmek büyük zarara neden olacaktır. Bu risklerin tamamını geliştiriciler ele aldığı anda ise geliştirme işine girmekten vazgeçme ihtimalleri yüksektir. Bu nedenle, pompajlı su enerjisinin geliştirilmesi aşamasına giderken riskler iyice ele alınmalı, masraflar, avantajlar hepsi tam olarak düşünülmelidir.(8.3.2 bakınız)

Termik enerji için de başlangıçta bakıldığında avantajların azalması riski vardır. Ancak aşağıdaki nedenlerden ötürü geliştiriciler pompajlı su enerjisine oranla buna daha fazla rağbet edeceklerdir.

- Geliştirme isteğinde karar alındıktan sonra faaliyete geçene kadarki süre kısadır.
- Avantajların kaybolması pompajlı su enerjisine oranla düşüktür.
- Faaliyete başlama süresi geçtiği takdirde diğer yerlere aktarma yapma ihtimali yüksektir.

## 4.6 Doruk Güç Üretiminin Optimizasyon Planı

### (1) Doruk Güç Desteği Türlerinin Kıyaslanması

#### (a) Dikkate Değer Kıyaslamalar

Önceki bölümdeki çalışmada, ekonomik özelliklere değinilmişti, sadece sabit fiyatlar ve çeşitli harcamaların (yakıt masrafları) toplamı karşılaştırılmıştı. Başka bir deyişle, çeşitli doruk güç kaynaklarının özelliklerinin avantajları sıralanmıştı. Ek sistemlerin özellikleri gücün kalitesini önemli derecede etkiler. Gelecekte, Türkiye güç üretiminin kalitesini arttırmak istediği için ek sistemlerin özelliklerinin artması gereklidir.

Aşağıda, doruk güç talep gereksinimleri hakkında çeşitli ek sistemlerin özellikleri belirtilmiştir.

**Tablo 4.12 Çeşitli Doruk Güç Gereksinimlerinin Ek Sistemleri**

		Frekans Kontrolü (Ana & Yedek Rezerv)		Bekleme Operasyonu (Üçüncü Yedek)
		Doruk Zaman	Doruk Zaman	
Pompa Hidro Elektrik		◆ Mümkün	◆ Pompalama Operasyonuna Göre Mümkün (Uygun Pompalama Gücüne Sahip Cihazlar Kullanıldığında)	◆ Mümkün
Rezervuarlı Hidro Elektrik		◆ Mümkün	◆ Mümkün, ancak marjinal harcamaların düşük olduğu zaman diliminde kullanımı ekonomik olarak avantajlı değil	◆ Mümkün
Gaz Tribünü (GT)		◆ Mümkün	◆ Mümkün, ancak marjinal harcamaların düşük olduğu zaman diliminde kullanımı ekonomik olarak avantajlı değil	◆ Mümkün (Su gücünden yavaş)
Başka Ülkeden Elektrik Temini		◆ Mümkün	◆ Mümkün	◆ Mümkün (Başka Ülkeye Bağımlılık İhtimali Var)
Refer	Kombine(C/C) Ateşleme Gücü	◆ Gerekli tesisler eklenirse mümkündür ancak çıkış gücü düşük olduğundan ekonomik olarak avantajı değildir		◆ Mümkün (GT'den yavaş)
	Kömür Termik	◆ Gerekli tesisler eklenirse mümkündür ancak çıkış gücü düşük olduğundan hiç ekonomik değildir.		◆ Mümkün Değil

Doruk güç gereksinimleri neredeyse aynı ek sistem özelliklerine sahiptir ancak, pompa hidro elektrik santraller ve başka ülkeden elektrik temini doruk gereksinim olmayan zaman dilimlerinde aynı fonksiyonlara sahiptir. Doruk güç gerekmeyen zamanlarda genel hidro elektrik ve kombine termal güç vb kaynakların ayarları eğer şartlar uygun olursa, pompa hidro elektrik santrallerin sahip olduğu doruk güç gerekmeyen zamanlardaki ayarlarla kıyaslandığında çok verimli değildir. Ancak, Türkiye'nin mevcut ve geleceğe yönelik tahminleriyle aşağıdaki değişikliklere göre, gelecekte, sistem operatörü doruk güç gereksinimi olmayan durumlarda büyük ölçüde sıkıntı yaşayabilir, doruk güç gerekmeyen zamanlarda ayarların çok masraflı olacağı tahmin edilmektedir.

#### ■ Frekans ayarının desteklenmesinde doğabilecek destek sıkıntıları

- ◆ Büyük çoğunluğu 50MW'tan fazla olan, büyük ve orta ölçekli santrallerin doruk dışı talep süreleri durur.

- ◆ Genel işverenlerin yönettiği kombine ateşleme sistemli santraller, çıkış gücü olarak da, muhtemel maksimum çıkış gücü kullanıma meyillidir.
- Frekans Ayarlarının Gereksinimleri Artar
  - ◆ Kısa süreli durumlarda, elektrik enerjisinin büyük ölçüde rüzgar gücü terminallerinden gelmesi planlanmıştır.
  - ◆ Sürekli maksimum güçte çalışacak nükleer santrallerin üretimi planlanmıştır.

(b) Sonuç

Ekonomik yönden bakıldığında, mümkün olan en ekonomik kombinasyon, (PSPP: 1800MW, RH: 600MW, GT: 1600MW) ayrıca (PSPP: 1800MW, RH: 0MW, GT: 2200MW) olur ancak, çeşitli sabit masraflar büyük ölçüde etkilidir, sabit fiyatların az olduğu doruk güç çıkışı sağlanabilirse, en ekonomik güç temin edilmiş olur.

Diğer yandan, doruk güç gereksiniminin özelliklerine bakarsak, doruk süresince özellikler pek değişiklik göstermez ama doruk güç gerekmeyen zamanlarda gerekli frekans ayarlarında, pompalı hidrolik santraller diğer kaynaklarla kıyaslandığında en avantajlıdır. Bu avantajlar açısından bakıldığında, ekonomik etkilerin verilen seviyede tutulabilmesi için, pompalı hidro elektrik santraller ekonomik yeterliliği açısından biraz yetersiz olsa da, genel olarak bakıldığında pompalı hidro elektrik santrallerin değeri daha yüksektir.

Yukarıdaki noktalar gözönüne alınarak, pompalı hidro elektrik santrallerin tesislerinin miktarı ve aynı şekilde güç destek verimliliği gözönüne alındığında, pompalı hidro elektrik santrallerin üretiminin olabilecek en avantajlı seçenek olduğu görülür.



## Bölüm 5 Pompalı Hidro Elektrik Santrallerinin Yerinin Bulunması ve Değerlendirilmesi

### 5.1 Pompalı Santralin Yerinin Seçiminde İklim ve Zemin Özelliklerinin Dikkate Alınması

Pompalı Santralin yerinin seçiminde iklim ve zemin özellikleri belirleneceği zaman, ülkenin özel şartlarının gözönünde bulundurulmasının yanısıra, aşığıdaki konular hakkında danışmanlık yapılarak bilgi toplanmalı ve pompalı hidro elektrik santralının inşaat alanın seçilme kriterleri belirlenmelidir.

Bunun sonucunda, toplanan pompalama noktası bilgileri kriterli, Tablo 5. 1'de gösterilmiştir.

**Tablo 5. 1 Pompalı Santral Alanı Seçim Kriterleri**

Sınıflandırma	Standart Ögeler	Referans değeri	Sonuç	
Teknik	Güç Planı	- Doruk Çalışma Saatleri (Gölet zamanı)	- 7hrs	○
		- Güç Çıkışı	- 1,000 MW	○
	Fabrikasyon Sınırı	- Tasarım Aralığı	- En fazla 800m	○
		- Dalgalanma Farkı Oranı	- En fazla 1.25-1.4	○
		- Maksimum Derinlik	- En fazla 30m (Eğer öne bakıyorsa 40m)	○
	Yer Planı/ Dağılım	- Alt kısımdaki Göletin Ayarlanması	- 50km <sup>2</sup> ve üstü	○
		- Alt kısımdaki barajın uzunluğu	- 500m ve altı	○
		- Barajın Yüksekliği	- 200m ve altı	○
		- Suyun Derinliği	- 10km ve altı	○
		- Kanal Derinliği/Farkı (L/H)	- 10 ve altı	○
- Yeraltı santralının koruma kalınlığı		- 500m ve altı	○	
Jeolojik Şartlar	- Aktif Faylar (Dördüncül Fay)	- Göletle fay arasındaki mesafe 10km'den az	●	
	- Fay ve Çatlak Bölgeleri	- Büyük Faylar ve Çatlak Alanlarında Uzakta durma	●	
	- Heyelan Bölgeleri	- Büyük Heyalan alanlarından uzak durma	●	
	- Üst Rezervuara yakın geçirgenlik	- Kelkit/Dördüncül Kayalardan Uzakta durma	●	
Coğrafi Şartlar	- Yer İhtiyacı/Su pompalamak için zemin	- Yer ihtiyacının/Su pompalamak için zeminin yakın olması	○	
	- Mevcut/Planlanan Güç Hatları	- Ana iletim hattının (alt istasyon) yakın olması	○	
	- Ulaşım	- Başka bölgelere ulaşımın kolay olması	●	
Çevre	Doğal Çevre	- Koruma Altındaki alanlar (örn. Doğal Parklar)	- Koruma Altındaki Alanlardan uzak durma (Doğal Parklar, Ulusal Parklar, Ramsar Koruma Programı alanları)	○
		- Tehlike Altındaki Türler	- Önemli Hayvan ve Bitkilerin Olduğu Bölgelerden Uzak durma	●
Sosyal Çevre	Sosyal Çevre	- Madencilik Bölgeleri	- Madencilik Alanlarından uzak durma	●
		- Tarihi Kültürel alanlar	- Kalıntıların Su altında kalmasını engelleme	●
		- Yerleşim Alanları	- 50 hane altı	●

○ : Birinci Derecede Öncelikli ● : Araştırma Esnasında Onaylanması Gerek

## 5.2 Çalışma Diyagramı

### (1) Pompalama Alanı Notasının Tespiti ve İncelenmesi

#### (a) EIE Tarafından Tespit Edilen Pompalama Alanı Noktalarının Özeti

EIE tarafından bulunan, pompalı santral kurulmasına uygun 18 bölgenin fizibilitesi hakkında, Jeolojik şartlar altında aktif faylar araştırılmıştır, sosyal ve doğal çevre için ulusal parklar, doğal parklar, Ramsar koruma bölgelerinin konumları incelenmiş ve diyagrama eklenmiştir, genişletilmiş seçim kriterlerine uygun yerler plana eklenmiştir.

Sonuç olarak, EIE tarafından seçilen pompalama alanlarından 18 tanesinden 14'ü, topoğrafik, jeolojik, doğal, sosyal çevre şartları doğrultusunda elenmiştir, 4 noktanın üst denge rezervuarının konumunun değişmesi dışında aday bölge olarak seçilmişlerdir.

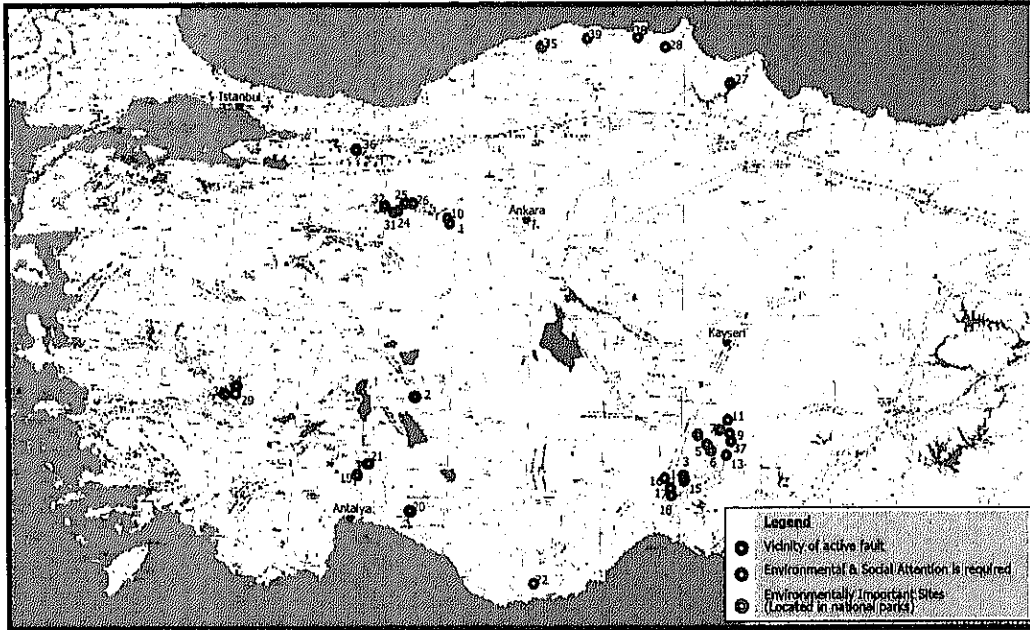
#### (b) Yeni Tespit Edilen Pompalama Alanı Noktalarının Özeti

Araştırma ekibi olarak 1/25,000 ölçekli topoğrafik haritada yeni 38 pompalama alanı bulunmuştur.

### 1) Jeolojik Şartların Görüntülenmesi

Türkiye'de pek çok çeşitte ve boyutta aktif fay bulunmaktadır. Kuzey Anadolu fay hattı aralarında en büyük olanıdır, ardından Doğu Anadolu fay hattı gelir.

Aktif fayların dağılım tablusunu pompalama alanı noktaları plot bölgelerini Figür 5. 1'de bulabilirsiniz. Siyah halka ile gösterilen 11 noktanın aktif faylardan uzaklığı 10 km'den az olduğu için aday bölgelerden çıkartılmıştır.

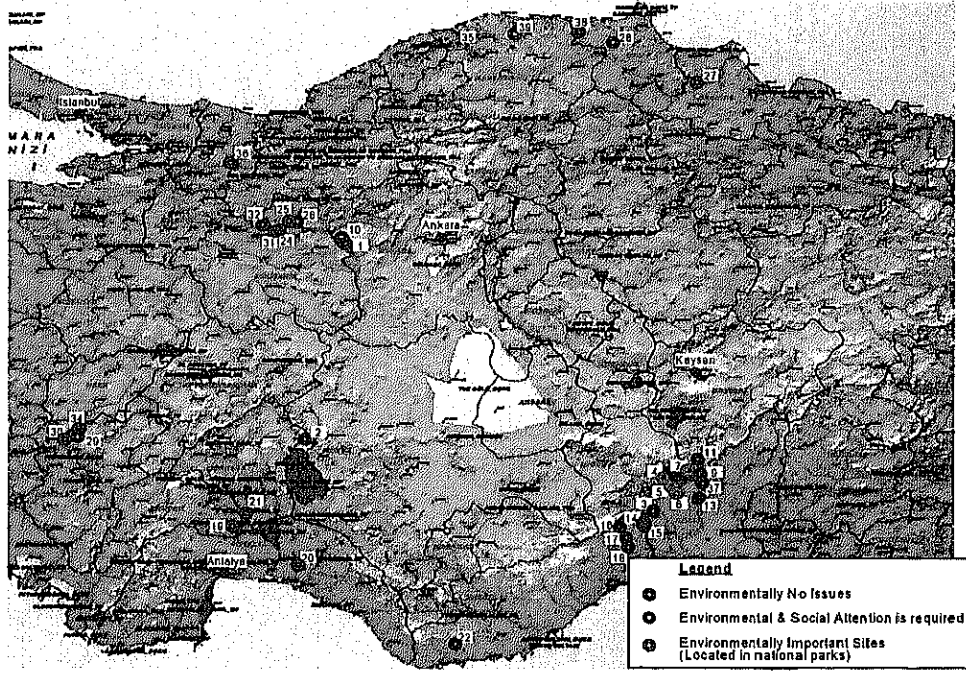


(Kaynak; Türkiye Geoloji Araştırması)

**Figür 5. 1 Aktif Fayların Dağılımı ve Pompalama Alanlarının İlişkisi**

### 2) Çevresel Şartlara Göre Görüntüleme

Ulusal parkların gösterildiği tabloda pompalamaya uygun 38 alanda belirtilmiştir, Figür 5. 2. 38 noktadan, 4'ü (© işaretli) ulusal park alanı içinde kaldığından listeden çıkartılmıştır.



Kaynak : [http://gis.cevreorman.gov.tr/sayfalar/ana\\_sayfa.html](http://gis.cevreorman.gov.tr/sayfalar/ana_sayfa.html)

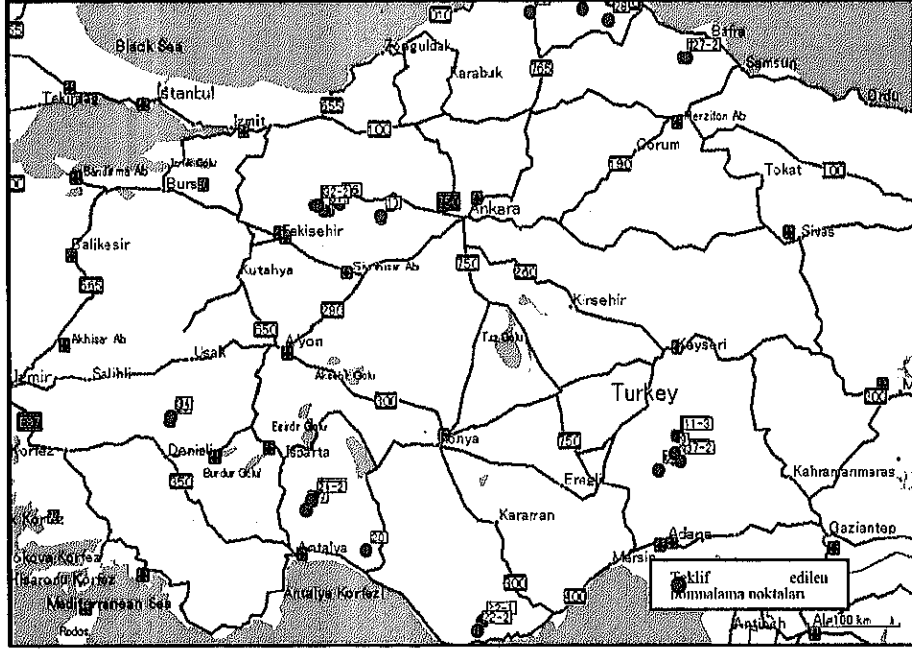
Figür 5.2 Ulusal Parklar ve Pompalama Alanlarının İlişki Tablosu

### 3) Aday Pompalama Alanlarının Seçimi

Jeolojik şartlar ve çevresel şartların görüntülenmesi sonucu, araştırma ekibitarafından tespit edilen yeni 38 pompalama noktasından 14'ü (Jeolojik şartlardan 10, çevresel şartlardan 3, here iki şarttan 1) listeden çıkartılmış, kalan 24 nokta, aday pompalama alanı olarak seçilmiştir. Ek olarak, EIE'de elde edilen pompalama alanları arasında 4 bölge daha eklenmiştir, Figür 5. 3'de gösterilen toplam 28 nokta aday pompalama alanı olarak seçilmiştir. Teklif edilen pompalama alanları Figür 5. 4'de gösterilmiştir.



Figür 5.3 Aday Pompalama Alanlarının Seçim Prosedürü

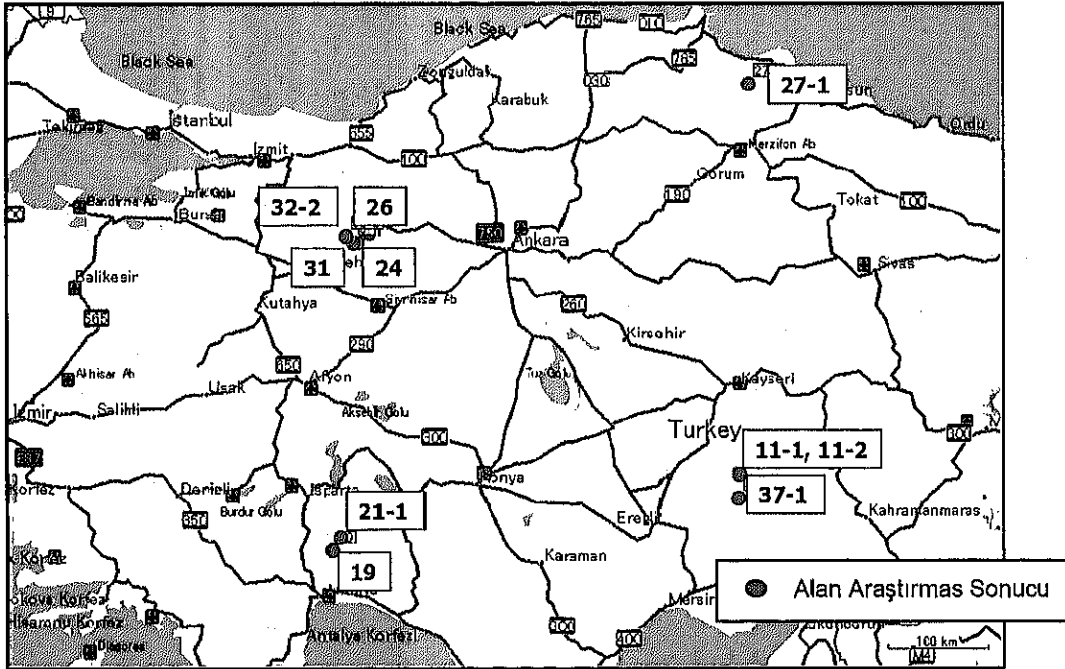


Figür 5. 4 Teklif Edilen Pompalama Alanları

(2) Alan Araştırması Noktalarının Seçimi

28 teklif edilen pompalama alanı hakkında boyut planlaması ve tahmini inşaat masrafları hesaplanmıştır, aşağıdaki noktalar gözöntüne alınarak, öncelikli bölgeler belirlenmiştir.

İlk değerlendirmenin sıralaması, ⊙ : Mükemmel, ○ : Gayet iyi, □ : İyi, × : Kötü olarak 4 kademede değerlendirilmiştir. İlk değerlendirme sonuçlarında ⊙ ve ○ seviyesinde olan 13 nokta için, EIE danışmanlığı yapılmış, 3 haftalık alan araştırması sunucunda 10 alan hedef bölge olarak şapтанmıştır. Seçilen alanın yerleri Figür 5. 5'de gösterilmiştir.



Figür 5. 5 Alan Araştırması Hedef Noktaları



Tablo 5.2 Pompalama Noktası Aday Listesi

No.	Province	Upper Reservoir			Lower Reservoir			H <sub>max</sub> /H <sub>gmin</sub>	Waterway length(L)	L/R	Cost (mUSS)	New power line (km)	Rank	Survey Site	Notes				
		Latitude North	Longitude East	HWL (m)	LWL (m)	Dam Vol. (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Active Cap. (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )									HWL (m)	LWL (m)	Dam Vol. (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Max. Head (m)
1	Ankara	39°56' 51"	31°46' 29"	1065	1045	1.63 (Excavation)	6.8	557.5	552.6	Private HP Project	512	1.11	3,246	6.3	696	10	▲	No storage capacity for PSPP in the low reservoir which is developed by Private Co.	
6	Adana	37°39' 31"	36°15' 43"	1580	1550	15.6	7.5	1125	1110		470	1.17	3,674	7.8	887	30	×	Large upper dam and low economic efficiency	
9	Kayseri	37°48' 30"	35°28' 08"	1380	1350	2.9	5.1	700	690		690	1.13	2,148	3.1	704	30	○	Construction of alternative public road around Lower reservoir would be hard.	
10	Ankara	39°57' 47"	31°46' 35"	1000	980	1.7	7.0	510	500		500	1.13	3,846	7.7	727	10	△	A community exists on the surface of UGPH	
11-1	Kayseri	37°58' 08"	35°28' 23"	1650	1630	1.75 (Excavation)	5.8	1060	1040		6.5	610	1.13	1,613	2.6	709	30	○	Upper reservoir: Artificial pond and full facing might be needed
11-2	Kayseri	37°57' 38"	35°28' 56"	1590	1560	2.5	6.3	1050	1030		5.1	560	1.16	2,150	3.8	706	30	◎	Upper reservoir: Artificial pond and full facing might be needed
11-3	Kayseri	37°58' 05"	35°30' 54"	1540	1520	5.2 (Excavation)	7.1	1060	1040		6.5	500	1.15	1,842	3.7	758	30	△	
19	Burdur	37°17' 42"	30°50' 15"	740	710	6.1	6.3	188	185	Existing	555	1.13	2,349	4.2	695	30	◎	In the Limestone zone	
20	Antalya	36°55' 43"	31°34' 46"	910	890	1.2	4.7	184	166	Existing	744	1.12	2,456	3.3	646	20	△	Underflows from limestone cave exist (EIE)	
21-1	Isparta	37°24' 49"	30°55' 34"	860	840	1.2	5.7	270	242	Existing	618	1.15	4,824	7.8	706	40	○	In the Limestone zone	
21-2	Isparta	39°56' 51"	31°46' 39"	730	700	5.4	7.3	270	242	Existing	488	1.20	3,764	7.7	754	40	△	Outlet: Morning glory type due to shallow dead space of Lower reservoir	
22-1	Mersin	36°17' 01"	33°01' 49"	1180	1150	2.4 (Excavation)	4.8	460	450		730	1.12	2,754	3.8	770	20	△	In the Limestone zone	
22-2	Mersin	36°12' 03"	32°58' 30"	860	840	3.6 (Excavation)	4.8	140	130		730	1.11	2,693	3.7	780	20	△	Outlet: Morning glory type due to shallow dead space of Lower reservoir	
24	Ekişehir	40°01' 08"	31°06' 40"	1100	1070	4.3	4.9	389	377.5	Existing	723	1.12	3,815	5.3	707	10	○	Limestone caves exist (EIE)	
25	Ankara	40°05' 28"	31°13' 41"	970	940	8.8	5.9	389	377.5	Existing	593	1.14	4,039	6.8	756	20	△	Limestone caves exist (EIE)	
26	Ankara	40°05' 05"	31°15' 50"	980	960	2.3	5.8	389	377.5	Existing	603	1.12	2,977	4.9	694	20	◎	Limestone caves exist (EIE)	
27-1	Samsun	41°23' 48"	35°35' 30"	810	790	1.8	5.4	189	160	Existing	650	1.15	5,302	8.2	706	10	◎	Limestone caves exist (EIE)	
27-2	Samsun	41°23' 57"	35°37' 47"	820	790	3.7	5.4	189	160	Existing	660	1.16	4,222	6.4	716	10	△	Narrow col exists on the left bank of Reservoir	
28	Sinop	41°44' 16"	34°37' 58"	1190	1160	10.6	7.0	700	680		510	1.18	3,281	6.4	823	20	×	Several Communes exist around Upper reservoir	
29	Denizli	39°56' 70"	31°46' 48"	910	890	3.9	5.6	300	290	Existing	620	1.11	1,811	2.9	712	30	△	Large upper and lower dam, and low economic efficiency	
31	Ekişehir	40°00' 48"	31°04' 00"	1010	980	4.8	5.6	389	377.5	Existing	633	1.13	3,220	5.1	711	10	○	Carbonate rock zone	
32-1	Ankara	40°04' 04"	30°57' 50"	805	780	1.1 (Excavation)	6.6	273.1	272	Existing	533	1.11	3,784	7.1	732	20	△	A commune exists closed to Upper reservoir	
32-2	Ankara	40°03' 51"	30°59' 31"	800	770	1.6	8.4	389	377.5	Existing	422.5	1.18	3,649	8.6	689	20	○	Lower dam profile is not clear	
34	Denizli	38°09' 19"	29°09' 08"	770	740	5.7	7.4	300	290	Existing	480	1.16	2,263	4.7	727	30	△	Big commune exists on the left bank of Upper reservoir	
37-1	Adana	37°45' 16"	35°28' 30"	1250	1220	2.6	5.0	550	540		3.1	710	1.12	3,768	5.3	709	30	○	Carbonate rock zone
37-2	Adana	37°44' 37"	35°31' 47"	1260	1230	1.6	5.0	550	540		3.1	720	1.12	4,740	6.6	713	30	○	Lower dam profile is not clear
38	Sinop	41°50' 23"	34°18' 52"	990	900	5.6	5.9	340	330		3.7	600	1.14	2,731	4.6	730	40	○	In the Limestone zone
39	Kastamonu	41°48' 33"	33°38' 40"	1140	1110	5.6	6.2	580	570		4.8	570	1.14	3,341	5.9	749	80	△	Transmission Lines are submerged in Lower Reservoir
																			Long new power line

### 5.3 Teklif Edilen Pompalama Alanlarının İncelenmesi

#### (1) Araştırma Sonuçları ve Öncelik Tahminleri

Her puan için alan araştırması sonuçları ve dağılım yapısı incelenmiş sonuçlar ek 5-4'de gösterilmiştir.

Bulgular baz alınarak, doğal ve sosyal çevre hakkında, Tablo 5. 3'de gösterildiği gibi noktaların avantajları ayrılıp eleştirilmiştir. Ayrıca, her puan için şema tasarımları yeniden değerlendirilip, plan boyutları ve tahmini inşaat maliyetleri yeniden gözden geçirilip sonuçlar tablo 5.8 ve 5.9'da gösterilmiştir.

Ekonomik ve çevresel etkilerin detaylı değerlendirme kriterleri (Tablo 5. 4) baz alınarak, detaylı değerlendirmeler yapılmıştır.

Sonuç olarak, genel seviyesi AA olan 3 nokta (No. 19, 27-1, 32-2) seçilmiştir.

No.31 için, üst baraj için seçilen alanda araştırma ekibi kalker mağarası bulmuştur, ayrıca alternatif alan bulunamadığından, baraj yapımı zorlaşmış ve C seviyesine inmiştir. No.37-1 için, üzerinde bulunduğu topografya ve coğrafyanın zorluğu ekonomik olarak pek iyi olmayışıdır, doğal ve sosyal çevresinde pek çok problem olduğu için, B seviyesine inmiştir.

**Tablo 5.3 Doğal ve Sosyal Çevrenin İncelenmesi**

Yer No.	Doğal Çevre		Sosyal Çevre		Her Puanın toplamı	Genel Oran *
	Doğrudan	Doğrudan	Doğrudan	Dolaylı		
11-1	1	1	1	1	1	1.00
11-2	1	1	2	1	2	1.19
19	1	1	2	1	2	1.19
21-1	1	1	1	2	2	1.19
24	2	1	1	1	2	1.19
26	1	1	1	1	1	1.00
27-1	1	1	1	1	1	1.00
31	2	1	1	1	2	1.19
32-2	1	1	1	2	2	1.19
37-1	2	2	2	2	16	2.00

Çevresel Etki Puanı:

3 = Büyük Etki Yapacağı Kabul Edilir

2 = Etkiler hafif, ancak etkinin boyutu net değil

1 = Büyük Bir etki yapmayacağı kabul edilir

Genel Oran : Her ögenin puanının geometrik karşılığı (Her ögenin puanı çarpılıp 4üncü dereceden kökü alınır)

Ancak daha birinci sırada 3 puan olduğu durumlarda, bunun üstüne hesaplamalar yapılmaz.

**Tablo 5.4 Değerlendirme Kriterleri**

Yıldız Seviyesi	Standartlar
AA	Teknik, doğal, sosyal ve çevresel konularda temel olarak hiçbir problem yok, mükemmel ekonomik koşullar.
A	Ekonomik şartlar mükemmel ama teknik, doğal, sosyal ya da çevresel konularda küçük problemler var.
B	Ekonomik olarak güvenli ama teknik, doğal, sosyal ya da çevresel konularda problemler var.
C	Ekonomik olarak zayıf, ayrıca teknik, doğal, sosyal ya da çevresel konularda büyük problemler var.

Ek olarak, teknoloji transferi prespektifinden bakarsak, ana yapıların yapı türleri No.27-1 (Üst Baraj: Baraj Türü) ve No.32-2 (Üst Baraj: Tam kazı yüzü dahil) hedef konspet tarasımlar olarak belirlenmiştir.

EIE ve danışmanlık, öncelikli pompalama alanı inşaata alanı olarak 3 nokta belirlemiştir, bunlar için aşağıdaki proje isimleri sečilmiştir.

- No.19 → "Karacaoren II PSPP"
- No.27-1 → "Altınkaya PSPP"
- No.32-2 → "Gökçekaya PSPP"

Tablo 5.5 Teklif Edilen Pompalama Alanlarının Alan (1/2)

No.	Unit	11-1	11-2	19	21-1	24
Installed Capacity P	(MW)	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Designed Discharge Qd	(m <sup>3</sup> /s)	240	240	240	240	179
Effective Head Hd	(m)	510	525	525	568	707
Peak Duration Hours	(hr)	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Type		Full Faced Pondage (Asphalt)	Fill Type Dam	Concrete Gravity Dam	Full Faced Pondage (Asphalt)	Fill Type Dam
Height	(m)	No.1: 35, No.2: 25	85	130	No.1: 75, No.2: 30	75
Crest Length	(m)	No.1: 460, No.2: 240	570	450	No.1: 500, No.2: 300	250
Dam (Bank) Volume	(1000m <sup>3</sup> )	No.1: 1,100, No.2: 300	4,900	1,500	No.1: 2,260, No.2: 340	1,834
Excavation Volume	(1000m <sup>3</sup> )	320	0	0	1,700	0
HWL	(m)	1,650.0	1,610.0	760.0	860.0	1,150.0
LWL	(m)	1,630.0	1,530.0	730.0	840.0	1,120.0
Active Water Depth	(m)	20.0	30.0	30.0	20.0	30.0
Active Storage Capacity	(1000m <sup>3</sup> )	6,300	6,100	6,100	5,600	4,800
Catchment Area	(m <sup>2</sup> )					
Type		Concrete Gravity Dam	Concrete Gravity Dam	Karacören II Dam	Karacören I Dam	Gökçekaya Dam
Height	(m)	145	165	(33)	(53)	(44)
Crest Length	(m)	235	140	(350)	(1,200)	(250)
Dam (Bank) Volume	(1000m <sup>3</sup> )	1,200	920	(470)	(3,500)	(650)
HWL	(m)	1,110.0	1,050.0	188.0	270.0	389.0
LWL	(m)	1,090.0	1,030.0	185.0 (182.0)	242.0 (241.6)	377.5 (377.0)
Active Water Depth	(m)	20.0	20.0	6.0	28.4	12.0
Active Storage Capacity	(1000m <sup>3</sup> )	6,300	7,000	6,300 (6,100)	887,000 (5,600)	214,000 (4,600)
Catchment Area	(km <sup>2</sup> )					
Headrace L(m) x n		800 x 1	900 x 1	0	900 x 1	3,500 x 1
Penstock L(m) x n		850 x 1	900 x 1	1,100 x 1	1,100 x 1	1,300 x 1
Tailrace L(m) x n		450 x 2	700 x 1	1,200 x 1	3,200 x 1	1,200 x 1
Horizontal Length	(m)	1,500	2,000	2,100	5,000	5,700
Longitudinal Length	(m)	2,100	2,500	2,300	5,300	6,000
Type		Egg Shape Tyoe	Egg Shape Tyoe	Egg Shape Tyoe	Egg Shape Tyoe	Egg Shape Tyoe
Cavern Volume	(1000m <sup>3</sup> )	150	150	180	150	150
Overburden Depth	(m)	500	500	250	500	450
L/Hd		2.94	3.81	4.00	8.80	8.06
Construction Period	(Year)	6	6	6	6	7
Countermeasures Cost	(mil. US\$)	nil	Leakage from upper dam : 86	Leakage from upper dam : 30	Underground Powerhouse : 22	Outlet Slope Protection : 42 Underground Powerhouse : 22
Project Cost	(mil. US\$)	744	780	784	778	767
Unit Cost	(US\$/kW)	744	780	784	778	767
Length of power line	(km)	30	30	30	40	10
Primary evaluation stores of Social/Natural Environment		1.00	1.19	1.19	1.19	1.19
Priority Rank		A	B	AA	B	B

Tablo 5.6 Teklif Edilen Pompalama Alanlarının Alan (2/2)

No.	Unit	26	27-1	31	32-2	37-1
Installed Capacity P	(MW)	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Designed Discharge Qd	(m <sup>3</sup> /s)	226	214	219	330	201
Effective Head Hd	(m)	558	591	577	382	628
Peak Duration Hours	(hr)	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Type		Full Faced Pondage (Asphalt)	Concrete Gravity Dam	Concrete Gravity Dam	Full Faced Pondage (Asphalt)	Fill Type Dam
Height	(m)	45	65	105	No.1: 55, No.2: 25	75
Crest Length	(m)	550	300	420	No.1: 600, No.2: 380	410
Dam (Bank) Volume	(1000m <sup>3</sup> )	1.360	380	950	No.1: 2.500, No.2: 430	2.750
Excavation Volume	(1000m <sup>3</sup> )	3.670	0	0	1.520	0
HWL	(m)	990	810.0	1.010.0	800.0	1.250.0
LWL	(m)	960	790.0	980.0	770.0	1.220.0
Active Water Depth	(m)	30.0	20.0	30.0	30.0	30.0
Active Storage Capacity	(1000m <sup>3</sup> )	5.700	5.400	5.600	8.400	5.100
Catchment Area	(m <sup>2</sup> )					
Type		Gökçekaya Dam	Altınkaya Dam	Gökçekaya Dam	Gökçekaya Dam	Concrete Gravity Dam
Height	(m)	(44)	(54)	(44)	(44)	75
Crest Length	(m)	(400)	(300)	(300)	(260)	200
Dam (Bank) Volume	(1000m <sup>3</sup> )	(900)	(900)	(620)	(440)	340
HWL	(m)	389.0	190.0	389.0	389.0	580.0
LWL	(m)	377.5 (377.0)	160.0 (159.9)	377.5 (377.0)	377.5 (377.0)	560.0
Active Water Depth	(m)	12.0	30.1	12.0	12.0	20.0
Active Storage Capacity	(1000m <sup>3</sup> )	214.000 (5.700)	2.892.000 (5.400)	214.000 (5.600)	214.000 (8.400)	5.100
Catchment Area	(km <sup>2</sup> )					
Headrace L(m) x n		1.650 x 1	2.300 x 1	2.000 x 1	2.300 x 1	2.300 x 1
Penstock L(m) x n		1.050 x 1	1.100 x 1	1.100 x 1	600 x 1	1200 x 1
Tailrace L(m) x n		1.300 x 1	2.100 x 1	1.300 x 1	800 x 1	1.200 x 1
Horizontal Length	(m)	3.700	5.200	4.100	3.400	3.400
Longitudinal Length	(m)	4.000	5.500	4.400	3.700	3.700
Type		Egg Shape Type	Egg Shape Type	Egg Shape Type	Egg Shape Type	Egg Shape Type
Cavern Volume	(1000m <sup>3</sup> )	150	150	150	150	150
Overburden Depth	(m)	300	450	500	400	550
L/Hd		6.68	8.80	7.11	8.90	5.41
Construction Period	(Year)	6	7	7	6	6
Countermeasure Cost	(mil.USD)	Outlet Slope Protection : 21	nil.	Leakage from upper dam : unknown	nil.	Underground Powerhouse : 22
Project Cost	(mil.USD)	758	727	-	732	729
Unit Cost	(US\$/kW)	758	727	-	792	729
Length of power line	(km)	20	10	10	2	30
Primary evaluation stores of Social/Natural Environment		1.00	1.00	1.19	1.19	2.00
Priority Rank		A	AA	C	AA	B

## 5.4 Konsept Tasarım Alanlarının Detaylı Alan Araştırmaları

### 5.4.1 Araştırma Sonuçları

Ayrıntılı alan araştırmaları sonucunda çıkartılan alan sorunları toplanarak sonuçları aşağıdaki tabloda gösterilmiştir.

Tablo 5.7 Çıkartılan Ayrıntılı Alan Sorunları

Noktası	Saptama ve Zorluklar
Altınkaya PSPP	<p>Erişim yolları</p> <ul style="list-style-type: none"><li>➤ Üst barajın çıkışına gelen ve yol çalışması gereken mevcut yolun uzunluğu göreceli olarak 30km ila 15 km arasındadır. Ayrıca, üst barajın çıkışındaki infaat için de yaklaşık 15kmlik yol çalışması gereklidir.</li></ul> <p>Üst Baraj/ Üst Gölet</p> <ul style="list-style-type: none"><li>➤ Diğer yandan çamur taşı oluşumlarında kaya incedir. Bu jeolojik karakterlerden yola çıkarak, baraj için kullanılacak çimentonun, sert çimento olması gerekir, dolgu barajın kaya dolgusu da dikkatli seçilmelidir.</li></ul> <p>Su Çıkışı</p> <ul style="list-style-type: none"><li>➤ Nehrin çıktığı alanın genişliği birkaç metre genişliğindedir. Bu konumlar, yüzeyde bile yuvarlak olduğundan yakın yerlerde kırılma ve çatlamlar mevcuttur.</li><li>➤ Çıkışın olduğu noktalarda, dopar çıkış güneye doğrudur, kuzey kıyısı eğimlidir. Çıkıntılarının çevresi kıyaslandığında birbirine zıt olduğundan, çıkış noktası planının kıyı kısmı kayalıktır güneye dopru uzanmaktadır, yüzey yakınında pek çok camur taşı oluşumu görülmektedir. Bu yüzden, çıkış planında aşınmanın oranı ve kaya şartlarının sisimik incelemesi gereklidir.</li></ul> <p>Su Akışı ve Güç Santrali</p> <ul style="list-style-type: none"><li>➤ Bu alanlarda yolda çıkıntılar gözlemlenmiştir, sebebi hidrotermal alterasyonlar ve çatlak lanlardaki kırılğan kayalardır. Ancak yüzeyde görünmeyen zayıf katmanlar olabilir, bu yüzden, suyun akış güzergahında, elastik dalga incelemesi ve santralin testlerinin yapılması gereklidir.</li></ul>
Çevresel ve Sosyal Şartlar	<ul style="list-style-type: none"><li>➤ Alan araştırması sırasında önemli çevresel ya da sosyal problemlere rastlanılmamıştır. Ayrıca, bölgede zaten Altın Kaya Barajı ve baraj gölü bulunduğundan bizim PSPP"mizin çevreye etkisinin çok büyük olmayacağı düşünülmektedir.</li><li>➤ Köylüler bu projeyi iş imkanı olarak gördükleri için desteklemektedirler, ayrıca bu projenin sosyal sorumluluğu olarak, su kaynakları genişleyecek, yollar yapılacaktır, bu tarz hizmetler yüzünden proje kabul görmektedir.</li></ul>

Gökçekaya PSPP	Topoğrafik Yapı	<p>Erişim yolları</p> <ul style="list-style-type: none"><li>➤ Üst gölette yer alan yollar yeterli değildir inşaattan önce yolların düzeltilmesi gereklidir. Çıkışa geliş ve yol yönetimi hakkında üst baraja ulaşabilmek için mevcut köy yollarının düzeltilmesi gereklidir, Gökçekaya Barajının çıkışının yaklaşık 2km uzatılması gereklidir. Ayrıca mevcut çıkıştan dağılıma kadar olan yolda ani yokuşlar vardır, ayrıca yol yapımı Gökçekaya gölünü kirelettiği için tünel yapılması gereklidir.</li></ul> <p>Üst Baraj/ Üst Gölet</p> <ul style="list-style-type: none"><li>➤ 1/5000 ölçekli topoğrafik haritaya göre, barajın biraz yukarı taşınmasına karar verilmiştir. Yüzeye yakın yerlerde aşınmış çamur taşı parçaları vardır, toprak gübreli olduğu için yeterli inceleme yapılamamıştır. Ama kıyının iki yanında inceleme yapılabilir, yoğunluğun yaklaşık 3m olduğu tahmin edilmektedir.</li><li>➤ Denge havuzu içinde çoğunlukla yayılmış toprak karakteristiği, tüff kayaları (Temg) olduğundan, sızıntının az olması hesaplanabilir fakat, alt kısımların PEge ve yine Peg ile sınırında dalgalanma olup, sınır kısm yakınları ve buraların su geçirgenlik durumu belirsizdir. Bir sonraki kazı çalışmasında delik geçirgenliği çalışmasının yapılmasına, HWL'den fazla olan stabil yer altı suyu seviyesinin iki yanının onaylanan bölümünün, regulasyon göletinde oluşan sızıntının az olacağı düşünülmürse, kaplama yapılmaya da bilir.</li></ul> <p>Su Çıkışı</p> <ul style="list-style-type: none"><li>➤ Gökçekaya Gölünün sol kıyısında aşınma azdır büyük kayalar bulunmaktadır. Ama çıkışın yapılması planlanan konumda, parçalanmış kayalar vardır. Çıkış planının inşaat sırasında parçalanmış kayalara denk gelmemesi içinsel durumundaakışı engellemesi ve güvenlik gerekçesiyle gerekli önlemlerin alınması gereklidir.</li></ul> <p>Hidro Elektrik Santrali</p> <ul style="list-style-type: none"><li>➤ Giriş çevresinde aşınmaya incelemeleri gereklidir, yüzeydeki su ve yer altı santrali Peg merkezli olarak aşınmaya tabi değildir, büyük kayalar olduğu tahmin edilmektedir.</li><li>➤ Girişten çıkışa kadar olan bölgede, TPek vePEge'in jeolojik karakteristikleri onaylanmıştır, buna göre gayet iyi zemini olan Peg'in konumunun onaylanması gereklidir.</li></ul>
	Çevresel ve Sosyal Şartlar	<ul style="list-style-type: none"><li>➤ Üst gölet için, yukarıda da belirtildiği gibi üç köy ve bir mezarlığın taşınması gerekmektedir. Ayrıca, Kavak Köyü üst gölete çok yakın olduğu için inşaat sırasında sarsıntı ve gürültüye maruz kalacaktır. Taşınma planı için yerel halka danışılmalıdır, yerel halkın fikirlerini de almak gereklidir. Üst göletin inşasında kazı işlemleri gereklidir, teknik açıdan bakıldığında, Kısla köyüne kullanma suyu ve ürün sağlayacaktır, sulama için de gerekli işlemlerin yapılması gereklidir.</li><li>➤ Santral inşaatı sırasında doğal çevreye büyük zarar gelmeyeceği öngörülmektedir. Alt göletin yakınında Gökçekaya Baraj Gölü de bulunduğu çevreye büyük zarar gelmeyecektir.</li></ul>





## Bölüm 6 Uzun Vadeli Güç Üretimi Planı (2011~2030) Teklifi

Önceki çalışmaların neticelerine dayanarak, 2011~2030 yıllarını kapsayan 20 yıllık güç üretim planı (2010 yılı en küçük değer) hazırlandı.

### 6.1 Mevcut Güç Üretimi ve Planlarının Yönü

#### 6.1.1 Güç Üretiminin Yönü

Güç üretiminin gelecekteki yönü, Devlet Planlama Teşkilatı (SPO) merkezli, “Elektrik Enerjisi Pazarı ve Destek Güvenlik Stratejisi Raporu” (“Electricity Energy Market and Supply Security Strategy Paper.” Mayıs 2009)”nda incelenmiştir.

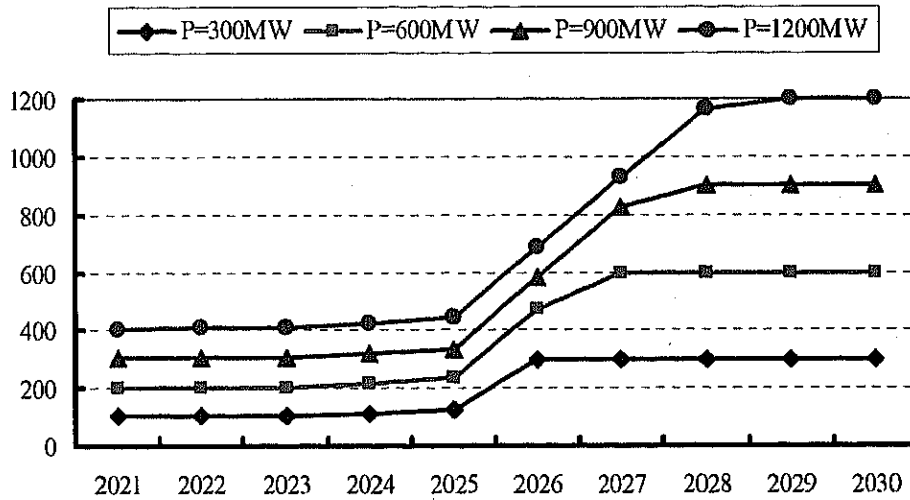
İçeriği Aşağıdaki Gibidir

- Nükleer: 2020 yılına kadar toplam kapasitenin en az %5'i hedeflenmektedir  
2010 yılından 2020 yılına kadar 5000MW'lık üretim
- Yenilenebilir Enerji: 2023 yılına kadar toplam enerji üretiminin %30'u hedeflenmektedir
- Rüzgar Gücü: 2023 yılına kadar 20000 MW üretim
- Doğal Gaz: Mevcut %50'lik pazar payının %30'a indirilmesi
- Yerel Linyit Kömürü ve Taş Kömürü:  
2023 yılına kadar su an çıkartılan kömür tükenecektir  
Bundan sonra yapılacak adıma karar verilmesi gerekmektedir
- İthal Kömür: Etkili güç üretimi için yüksek kaliteli kömür tercih edilmelidir

### 6.2 Uzun Vadeli Güç Üretim (2011~2030) Planı

#### (1) Pompalı Hidro Elektrik Santrallerin Tesis Sayısı ve Güç Üretimi İlişkisi

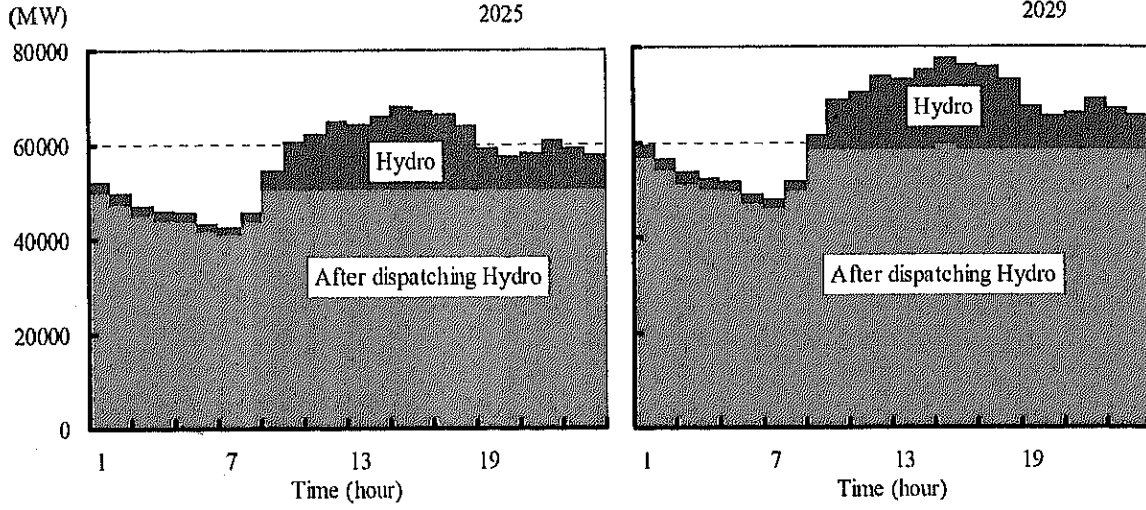
2021 yılından sonra yıllık pompalı hidro elektrik santrallerin tesis sayısı ve güç üretimi ilişkisi aşağıdaki gibidir.



Figür 6.1 Pompalı Hidro Elektrik Santrali Tesisleri ve Güç Üretimi İlişkisi

2025 yılından önce, pompalı hidro elektrik santrallerinin güç üretiminin 1/3 kapasiden fazlası üretilemez. Bu genel olarak hidrolik pompalamanın uygulamaya geçmesinin sonrasındaki talep ile bağlantılıdır.

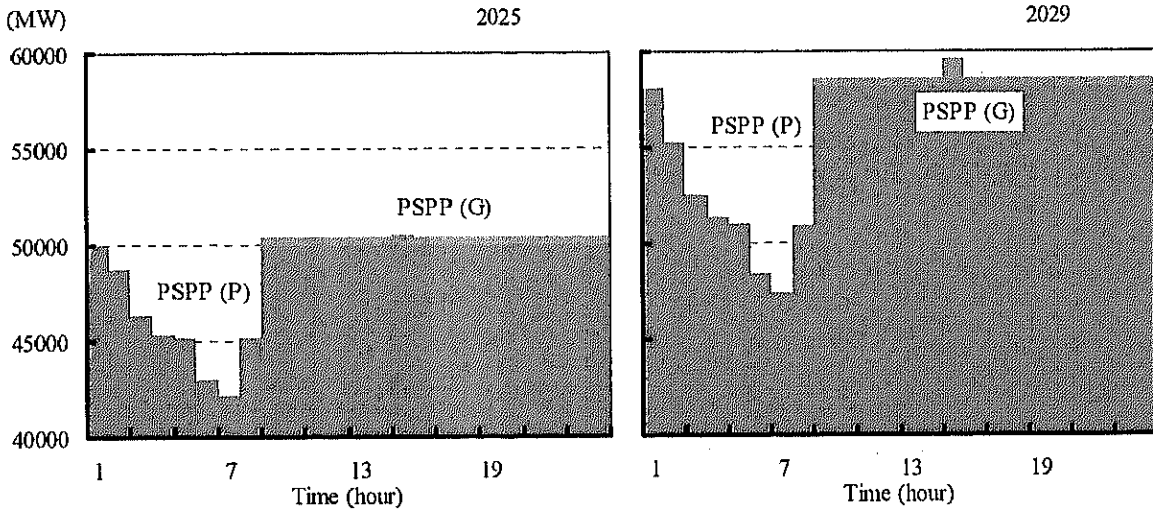
2025 – 2029 yılları arasındaki hidrolik pompa devreye girdikten sonraki talep aşağıdaki gibidir.



Figür 6.2 Genel Hidrolik Pompalama(2025 - 2029)

2025 yılında, talep oranıyla kıyaslağında genel hidro elektrik santralleri arttırmak için talebin doruk oranının tümü hidro elektrikten sağlanmalı, genel hidro elektrik uyumundan sonra talebin şekli saat 9'dan 24'e kadar düz olur. Ek olarak genel hidro elektrik santral uyumundan sonra talebin şeklinde gündüz ve gece farkı ortadan kalkar, kısa süreli pompalama yeterli olur. Diğer yandan 2029 yılında genel hidro elektrik uyumu sonrasında, talebin şekli düz olmayacağından, pompalı hidro elektrik santrallerin güç kaynağı olarak aynı miktarda süre gereklidir.

2025 – 2029 yılları arasında, genel hidro elektrik uygulaması sonrasında talep miktarının 1200MW'nı pompalı hidro elektrik santralleri karşıladığında sonuçlar aşağıdaki gibidir.



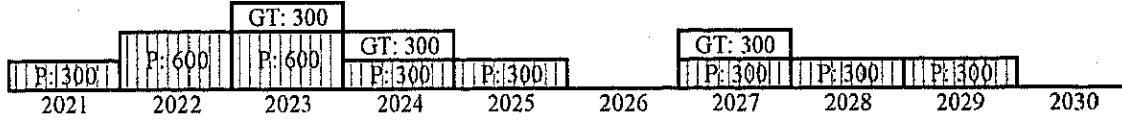
Figür 6.3 Pompalı Hidro Elektrik Santral Kurumu(2025 - 2029)

2025 yılında, pompalı hidro elektrik güç üretimi yaklaşık 1/3 yani sadece 443MW seviyesinde olması beklenmektedir, ancak 2029 yılında aynı oranda pompalamayla üretimin 1200MW'a çıkması beklenmektedir.

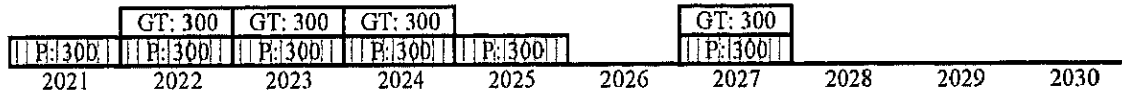
(2) Gelişim Planı Senaryosu

Pompa Hidro Elektrik Santrallerin inşaatında, standart işlem yaklaşık 10 yıl sürmektedir. Bu inşaat süresince, ilgili yerler, anlaşmalar ve benzeri işlemler de bazı belirsiz noktalar vardır. Bu açıdan bakıldığında, pompa hidro elektrik santraller en iyi şartlarda 2021 yılında hizmete gireceğinden, pompa hidro elektrik ve gaz ateşlemeli termik santrallerin beraber kullanıldığı 5 senaryo en ekonomik seçimlerdir.

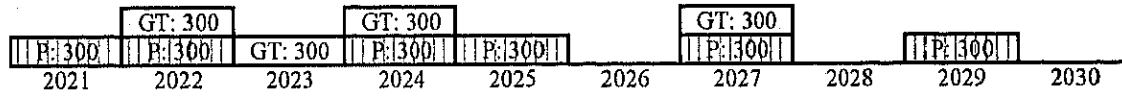
Scenario P1: PSPP Priority



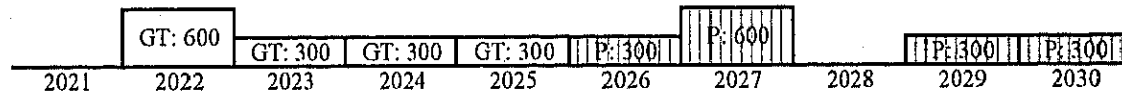
Scenario P2: PSPP Promotion



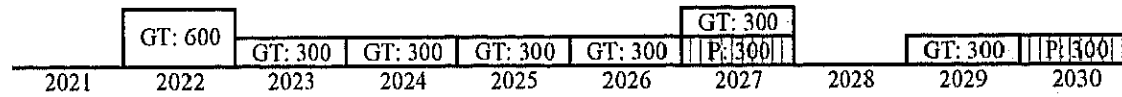
Scenario P3: Base



Scenario P4: PSPP Delayed



Scenario P5: GT Priority



Figür 6. 4 Senaryo Karşılaştırma Çalışması(Doruk Güç Desteği)

(3) Ekonomi

5 senaryo arasında, 2021'den 2030'a kadar olan 10 yıllık sürede masraflar mevcut değerlerde 2021 yılı temel alınarak yapılmıştır.

**Tablo 6.1 2021 Yılı Mevcut Değerleri Kıyaslaması**

(Milyon USD)

	Sabit Fiyat	Yakıt Masrafı	Toplam
Senaryo P1: PSPP Öncelikli	230.0	- 4.7	225.2
Senaryo P2: PSPP Promosyon	84.9	1.3	86.2
Senaryo P3: Temel	Base	Base	Base
Senaryo P4: PSPP Gecikmeli	- 156.7	6.4	- 150.3
Senaryo P5: GT Öncelikli	- 149.0	10.3	- 138.7

Doruk destek kapasitesi olarak, 2025 yılına kadar GT tercih edilerek üretim yapılır, 2026 yılından sonra pompalı hidro elektrik santrallerin devreye girdiği Senaryo P4 en ekonomiktir. İki senaryoda da, yakıt masrafları çok farklı değildir ancak sabit masraflar farklıdır. Burada, pompalama işlemine erken başlanan senaryoda, aynı miktarda santralde bile aynı miktarda güç üretimi beklenemez, bu yüzden rezerv kapasitesinin yüksek tutulması gerekir. Bir başka deyişle, pompalı hidro elektrik santrallerinin güç üretimi beklentileri GT'den de daha ekonomiktir, bu yüzden santrallerin güç üretiminin yeterli olacağı 2026 yılın beklemek en karlı yaklaşımdır.

(4) Diğer Değerlendirmeler

Bu çalışma, doruk güç üretiminin ekonomik şartları üzerinedir, gaz ateşlemeli termik sanrallerle, pompalı hidro elektrik santraller kıyaslanmıştır. Doruk güç destek kapasitesi olarak, rezervuar tipli hidrolik santraller de buna dahildir. Doruk güç desteği ekonomik olarak, sabit masraflarda pahalı olduğundan, rezervuar tipli hidro elektrik santralleri pompalı hidro elektrik santrallerine bile nazarına düşük masraflı (kW birimi) üretimi mümkün olursa, rezervuar tipli hidro elektrik santrallerin seçimi iyi bir fikir olabilir. Ancak rezervuar tipli, hidro elektrik santralin gölet buyutu yeterli olmazsa, talebin şekline göre, diğer sistemlerle aynı miktarda güç temin etmesi beklenemez.

Pompalı hidro elektrik santralin üretim avantajları, doruk güç kapasitesi dışında değerlendirildiğinde, pompalı hidro elektrik santrallerin 2025'te önce inşaat edilmesi tavsiye edilir.